

В. П. ТРОНОВ

РАЗРУШЕНИЕ
ЭМУЛЬСИЙ
ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

В. П. ТРОНОВ

РАЗРУШЕНИЕ ЭМУЛЬСИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ



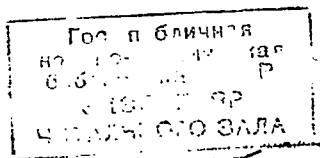
ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
Москва 1974

Тронов В. П. Разрушение эмульсий при добыче нефти. М., «Недра», 1974, 272 с.

В книге рассмотрены вопросы технологии разрушения нефтяных эмульсий. Дан анализ существующих методов разрушения эмульсий и на основе методов расчленения процессов и оценки максимального числа развиваемых эффектов определены наиболее перспективные из них. Приведены теоретические предпосылки совмещения ряда технологических процессов сбора, транспорта и подготовки нефти и создания совмещенных систем сбора и подготовки нефти с использованием в технологических целях существующего промышленного оборудования, промысловых и магистральных трубопроводов различного назначения.

Представлены результаты испытаний и внедрения в широких промышленных масштабах технологии обезвоживания нефти на промыслах без строительства обезвоживающих установок, глубокого обезвоживания и обессоливания нефти в интервалах «промысловый товарный парк—головные сооружения», глубокого разрушения эмульсии в магистральных трубопроводах и получения на этой основе на заводских ЭЛОУ нефти с остаточным содержанием солей 5—7 мг/л при исходном содержании солей в сырье от 200 до 2000 мг/л, улучшения технологических характеристик и экономических показателей действующих установок. Рассмотрены также новые методы подготовки нефти и совмещенная технология очистки пластовых вод. Теоретические предпосылки оптимальных условий разрушения эмульсий приемлемы и для других отраслей народного хозяйства, в том числе для химической, пищевой и т. д. Табл. 78, ил. 81, список лит. — 130 назв.

ДН
27657



44-18776

Характерной особенностью разработки нефтяных месторождений на первом этапе является, как правило, добыча безводной нефти из фонтанирующих скважин при относительно низких буферных давлениях. Промысловая система сбора на этом этапе может иметь минимальный набор оборудования и сооружений и наиболее простую схему технологических процессов и операций. С появлением в продукции скважин воды предъявляются новые требования к промышленным системам сбора, связанные с необходимостью транспортирования по трубопроводам вязких эмульсий, обезвоживания и обессоливания нефти, очистки и использования сточных вод, борьбы с коррозией.

Для более поздних этапов разработки характерно прогрессирующее обводнение продукции скважин. В этих условиях требования к системам сбора, подготовки нефти и очистке сточных вод так же существенно изменяются.

Наибольший удельный вес в системе обустройства (по стоимости различных групп промысловых объектов) приходится на деэмульсионные установки и очистные сооружения. Несовершенство, сложность и большая металлоемкость этих объектов порождают систематическое отставание в обустройстве нефтяных промыслов на первоначальных этапах разработки и неизбежное простаивание установок в связи с отсутствием сырья на заключительных этапах разработки нефтяных месторождений.

Это же является одной из наиболее серьезных причин вынужденного ограничения добычи нефти из обводнившихся скважин, больших потерь и низкого качества товарной нефти на первых этапах разработки. Поэтому проблема подготовки нефти и сточных вод на промыслах, а также вопросы размещения установок и необходимой их мощности оказались исключительно острыми.

Только для решения проблемы обезвоживания нефти традиционными методами в полном объеме по отрасли необходимо выделить и освоить до 1975 г. дополнительные капиталовложения около 400 млн. руб. [6]. При решении проблемы обессоливания и стабилизации нефти эти затраты возрастут до 907 млн. руб. Вместе с тем в связи с естественным падением добычи нефти по старым районам окажется недогруженной большая группа уже построенных установок, общая мощность которых к 1975 г. достигнет 200 млн. т. В дальнейшем разрыв между необходимыми мощностями в новых районах и недогруженностью их в старых возрастет еще больше.

Поэтому решение проблемы подготовки нефти и очистки сточных вод старыми методами, т. е. путем повсеместного строительства новых установок, с одной стороны, приведет к задержке темпов разработки новых месторождений (в связи с необходимостью освоения больших капитальных вложений), а с другой — к последующему замораживанию капвложений. При этом по-прежнему будет оставаться высокой себестоимость подготовки нефти.

Индустриализация сооружения установок для подготовки нефти на промыслах за счет блочных деэмульсаторов хотя и позволяет решить проблему подготовки нефти более быстрыми темпами, но к значительному снижению общих капитальных вложений и себестоимости обработки нефти не приводит. Так, себестоимость обезвоживания нефти на термохимических установках (ТХУ) обычного типа и блочных деэмульсаторах по отдельным нефтегазодобывающим управлениям колеблется от 13 до 36 коп. за 1 т подготовленной нефти. Только одни эксплуатационные расходы на пятилетку для обезвоживания, обессоливания и стабилизации составят 977 млн. руб. [6].

Значительные технические и технологические усовершенствования в области подготовки нефти, в основу которых были положены «классические» представления о механизме разрушения нефтяных эмульсий и очистки сточных вод, практически исчерпали возможные резервы снижения издержек производства. Анализ структуры затрат на подготовку нефти и очистку сточных вод, как целевых технологических операций, показал, что в них нет таких статей, уменьшение которых привело бы к резкому снижению капиталовложений при обустройстве промыслов и себестоимости добычи нефти. Более перспективным оказался вариант, предусматривающий исключение указанных установок, как крупных самостоятельных объектов, требующих высококвалифицированного обслуживания, из технологических комплексов обустройства нефтяных месторождений.

Сложившиеся представления об оптимальных условиях разрушения нефтяных эмульсий, на основе которых и была создана современная индустрия подготовки нефти, в то же время исключали всякую возможность отказа от строительства и эксплуатации установок такого типа. Поэтому все это потребовало проверки правомерности данных представлений. Результаты исследований привели к возникновению нового направления в технологии подготовки нефти, получившего в первоначальный период развитие в виде трубной деэмульсации и затем — совмещенных схем сбора и подготовки нефти. Новые теоретические представления позволили исключить деэмульсацию нефти и очистку сточных вод, как автономные операции, из комплекса промысловых работ и осуществить эти мероприятия в широких промышленных масштабах за счет совмещения различных технологических процессов в одних и тех же промысловых аппаратах, необходимость в которых на любой стадии разработки нефтяных месторождений бесспорна.

Выбор оптимальной системы промышленного обустройства оборудования для осуществления всех необходимых технологических процессов должен осуществляться на основе тщательного анализа и учета индивидуальных особенностей разработки нефтяных месторождений, направления грузопотоков нефти с учетом размещения головных сооружений, узлов поддержания пластового давления и т. д. Естественно, что типовые проекты обустройства уступают место оптимальным, творчески подготовленным проектам, предусматривающим минимальный набор оборудования при максимально возможном числе решаемых задач и являющимся глубоко индивидуальными и поэтому наиболее экономичными. Этому в значительной мере способствует создание блочного типового оборудования, с помощью которого, в зависимости от особенностей разрабатываемого месторождения и других факторов, всегда можно составить и оптимальную систему промышленного обустройства, что позволяет значительно сократить объемы капитального строительства, снизить себестоимость добычи нефти и резко уменьшить сроки ввода месторождений в эксплуатацию.

Важнейшим этапом на пути решения этой проблемы была разработка отличных от сложившихся теоретических представлений об оптимальных условиях деэмульсации нефти, очистки сточных вод, транспорта водонефтяных смесей и других процессов.

Впервые была выдвинута идея об использовании для интенсификации процессов разрушения эмульсии эффекта дробления капель в потоке, считавшегося, начиная с работ Берти [12], технологически недопустимым и вредным. Было также доказано, что процесс деэмульсации нефти следует разделить на две стадии, причем первую из них — разрушение бронирующих оболочек на каплях пластовой воды, укрупнение глобул и расслоение потока необходимо осуществлять при турбулентном режиме, а вторую — отделение воды от нефти — при ламинарном или слаботурбулентном режиме.

Впервые доказана способность трубопроводов выполнять не только транспортные, но и технологические функции по разрушению эмульсии в параболическом поле скоростей потока и дано объяснение механизму процесса деэмульсации нефти в трубопроводах, что позволило не только нейтрализовать трубопроводы как технологически вредные коммуникации (по прежним представлениям), но и превратить их в высокоэффективные технологические аппараты.

В результате теоретических проработок предложено применение и дано обоснование методу подготовки нефти, основанному на активном использовании энергии расширяющегося газа и эффекта оттеснения капель пластовой воды на контур контакта деэмульсируемой нефти с активной дренажной водой. Это позволило отказаться от прежних представлений о необходимости нейтрализации выделяющегося газа при деэмульсации нефти и разработать новые теоретические предпосылки, которые позволяют предвидеть резкое увеличение производительности деэмульсионных аппаратов.

Впервые в практике очистки сточных вод были разработаны теоретические основы применения жидкостных фильтров различной полярности на первой и второй ступенях очистки. Это создало объективные предпосылки для исключения из технологической схемы очистки сточных вод «посторонних» элементов (песчаные и синтетические фильтры и т. д.) и дало возможность осуществлять процессы очистки за счет взаимодействия сопутствующих жидкостей: воды и нефти, т. е. тех же компонентов, которые создали проблему необходимости их разделения.

В настоящей работе освещаются в основном именно эти аспекты технологии сбора, подготовки нефти и очистки сточных вод. Показано, что резервы в технологии подготовки нефти и очистки сточных вод далеко не исчерпаны. В частности, применение в технологических целях трубопроводов промысловых систем сбора и товарных парков позволяет решить проблему обезвоживания нефти без строительства и эксплуатации установок обычного типа, резко повысить производительность действующих установок, улучшить качество подготовленной на них нефти, снизить расход реагента и температуру процесса, перевести обезвоживающие установки на режим обессоливания без снижения их производительности. Установлено, что использование в технологических целях межпромысловых трубопроводов и головных сооружений так же позволяет решить проблему глубокого обезвоживания либо обессоливания нефти в пределах нефтедобывающих районов при низкой себестоимости. Исследованы процессы разрушения эмульсий в магистральных нефтепроводах. В промышленных масштабах показано, что использование магистральных трубопроводов для дальнейшего разрушения эмульсий при ее транспортировании на НПЗ, как и другие упомянутые выше методы, позволяют решить одну из основных проблем нефтеперерабатывающей промышленности — глубокое обессоливание нефти (до 5—7 мг/л) в короткие сроки и без больших материальных затрат. Приведены данные, подтверждающие, что проблема коррозии трубопроводов всех этих классов при их использовании в технологических целях не возникает.

В основу работы положены результаты исследований, выполнявшихся автором и под его руководством в Татарском государственном научно-исследовательском и проектно-институте нефтяной промышленности совместно с работниками Ордена Ленина производственного объединения Татнефть при активном участии специалистов Миннефтепрома, Управлений Северо-Западными и Южными магистральными нефтепроводами, объединений Мангышлакнефть и Коминнефть, а также специалистов Ново-Горьковского, Рязанского, Ново-Куйбышевского и Гурьевского НПЗ.

Пользуясь случаем, автор выражает глубокую признательность и благодарность всем специалистам, принимавшим участие в проведении исследований и обобщении результатов по тем или иным вопросам рассматриваемой проблемы.

МЕХАНИЗМ ОБРАЗОВАНИЯ И РАЗРУШЕНИЯ ЭМУЛЬСИЙ**§ 1. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭФФЕКТИВНОСТИ
РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ**

В настоящее время распространены на практике или прошли стадию промышленных испытаний десять способов деэмульсации нефти: отстаивание, центрифугирование, термообработка, химическая обработка, промывка в водном слое, обработка в электрическом поле, фильтрация в пористых средах, импульсные воздействия, пенная и трубная деэмульсации. За исключением методов отстаивания и центрифугирования, все приведенные способы комплексные. В названии каждого из них отражен лишь наиболее характерный отличительный признак. Вопрос о том, какая из технологических схем подготовки нефти является самой эффективной и каким требованиям должна отвечать наиболее экономичная технология, чрезвычайно сложен и для его разрешения необходимы специальные приемы, основанные на расчленении сложного комплекса процессов на условно элементарные процессы, и синтез новой, обладающей всеми необходимыми признаками системы операций, осуществляемых в определенной последовательности.

Эмульсии воды в нефти относятся к дисперсным системам с развитой поверхностью, отличаются высоким уровнем свободной поверхностной энергии и с точки зрения термодинамики являются системами неустойчивыми. Это выражается в стремлении к снижению уровня свободной энергии за счет процессов укрупнения капель и самопроизвольного расслоения смеси на нефть и воду. Все существующие способы деэмульсации нефти, за исключением метода отстаивания, можно рассматривать как сумму технологических приемов по интенсификации этих естественных тенденций. Методы интенсификации процесса разрушения эмульсий можно классифицировать в пять групп. В частности, следует различать такие технологические приемы, которые направлены на разрушение бронирующих оболочек на каплях пластовой воды; сближение капель друг с другом и другими коалесцирующими объектами; флокуляцию капель или их контакт с коалесцирующими поверхностями; коалесценцию капель или их переход в состав жидкостных пленок на коалесцирующих поверхностях; расслоение потока на нефть и воду.

Наиболее эффективной следует считать такую технологическую схему обезвоживания и обессоливания нефти, в которой реализуется

наиболее полный набор интенсифицирующих факторов при наименьших материальных затратах в течение отведенного для этих целей технологического времени.

Рассмотрим наиболее широко применяемые средства интенсификации разрушения эмульсии перечисленных выше групп.

В табл. 1 представлены основные данные о процессах и факторах, определяющих эффективность применения перечисленных выше способов воздействия на эмульсию по наиболее характерным признакам. Из данных таблицы видно, что ни один из рассматриваемых способов не имеет достаточно полного набора интенсифицирующих факторов, которые позволили бы осуществить экономически оправданное его использование. В то же время различные методы интенсификации имеют различные группы факторов как по их числу, так и по характеру воздействия, комбинируя которые можно достигнуть наибольшего эффекта. Именно по этой причине на практике эмпирически возникли комбинированные методы деэмульсации: термохимический (отстаивание + обработка химическим реагентом + воздействие тепла); термоэлектрохимический, неправильно называемый электрическим (отстаивание + воздействие реагентов + + воздействие электрического поля + воздействие тепла); трубная деэмульсация (воздействие химических реагентов + воздействие турбулентных пульсаций движущегося потока + динамическое отстаивание); пенная деэмульсация (обработка реагентом + воздействие тепла -- воздействие энергии расширяющегося газа + эффект контакта с дренажной водой).

Применение комплексных методов показывает, что наиболее полными по числу и качеству различных видов воздействия на глобулы пластовой воды являются следующие комбинации:

1+3+4+10 (трубная деэмульсация)

2+3+4+10 (центрифугирование в комбинации с трубной деэмульсацией)

1+3+4+9+10 (пенная деэмульсация в комбинации с трубной деэмульсацией)

1+3+4+6+10 (термоэлектрохимический в сочетании с трубной деэмульсацией и отстоем)

1+3+4+9 (пенная деэмульсация)

При этом достигаются все необходимые для расслоения потока на нефть и воду эффекты:

деформация и разрушение бронирующих оболочек на каплях пластовой воды; сближение капель; многократные соударения капель различного качества и усреднение их содержимого; укрупнение капель; осаждение (переход) капель в дренажную воду.

Анализ технологических схем подготовки нефти позволяет не только оценить перспективность метода, но и установить необходимую последовательность операций, обеспечивающих наиболее эффективное ведение процесса деэмульсации нефти. Например, отстаивание, термический, термохимический, термоэлектрохимический и другие методы нельзя признать перспективными. В самом деле, исполь-

зование гидродинамических эффектов (десятый метод) обеспечивает наибольшее число разнообразных по качеству эффектов по сравнению с другими методами, например электрическим полем [66, 67, 113]. Если электрическое поле позволяет получить четыре основных положительных эффекта (графа 3) и один сопутствующий отрицательный, то с помощью гидродинамических эффектов достигается девять положительных основных и три положительных сопутствующих эффекта, которые можно достигнуть лишь с помощью таких аппаратов, как смесители, электродегидраторы и отстойники, вместе взятые. Сочетание гидродинамических эффектов с термообработкой (при необходимости) и воздействием химических реагентов дает нам трубную деэмульсацию — наиболее эффективный из известных методов подготовки нефти.

Весьма перспективной может оказаться и вторая комбинация методов — сочетание трубной деэмульсации с центрифугированием. Метод особенно эффективен при использовании многоступенчатых центрифуг с изменяющейся длиной пробега частиц или с конусной конфигурацией ротора.

Третья комбинация методов занимает особое положение. Она может быть использована как в сочетании с трубной деэмульсацией, так и без нее ($4 + 9 + 3$), и возможно, без применения тепла ($4 + 9$). Если все остальные методы подготовки нефти предполагают последовательное осуществление большого числа операций с глобулами пластовой воды в среде нефти, являющейся сплошной фазой по отношению к ним (деформация и разрушение бронирующих оболочек, сближение между собой капель различного качества, равномерное распределение капель реагента в объеме нефти, осуществление массообменных процессов по передаче реагента от одних капель к другим, слияние капель и их укрупнение, осаждение на дно аппаратов, расслоение потока), то метод пенной деэмульсации предусматривает прямое вытеснение капель в состав активной дренажной воды, минуя все промежуточные операции, резко ускоряя процесс и повышая глубину подготовки нефти.

Нашими исследованиями было установлено, что процесс деэмульсации нефти действительно может быть резко интенсифицирован, если пойти по принципиально иному пути и в качестве сплошной среды, в которой осуществляются основные процессы, использовать не нефть, а воду, а процессы массопередачи, слияния капель и т. д. заменить вытесняющим действием расширяющегося газа. При этом каждая капля пластовой воды внутри пенной ячейки под действием газа, минуя стадии предварительного разрушения бронирующих оболочек, укрупнения, осаждения и т. д., сразу же входит в контакт с окружающей пенную ячейку дренажной водой, обогащенной реагентом, в которой и осуществляется переход содержимого капель в состав дренажной воды. Характерно, что воздействию подлежат капли всех размеров, что и гарантирует высокую глубину обезвоживания и обессоливания нефти без применения пресной воды и электрического поля.

№	Метод интенсификации	Воздействующий фактор	Процессы		Возможный конечный эффект
			под воздействием факторов	сопутствующие	
1	Отстаивание	Сила тяжести	<p>Взаимное сближение капель</p> <p>Сближение капель с границей раздела</p> <p>Деформация бронирующих оболочек</p> <p>Частичное разрушение бронирующих оболочек</p> <p>Расслоение</p>	<p>Взаимное слияние капель</p> <p>Слияние капель со слоем воды</p>	Разделение эмульсии на нефть и воду
2	Центрифугирование	Поле тяготения высоких параметров	<p>Взаимное сближение капель</p> <p>Сближение капель с границей раздела фаз</p> <p>Деформация бронирующих оболочек</p> <p>Разрушение бронирующих оболочек</p> <p>Расслоение</p>	<p>Взаимное слияние капель</p> <p>Слияние капель со слоем воды</p>	Разделение эмульсии на нефть и воду
3	Термообработка	Тепловая энергия	<p>Ослабление бронирующих оболочек</p> <p>Разрушение бронирующих оболочек</p>		Ослабление или разрушение бронирующих оболочек, снижение вязкости среды
			<p>Соударение капель за счет диффузионных эффектов</p> <p>Снижение вязкости среды</p>		
4	Применение химических реагентов	Межмолекулярное взаимодействие и поверхностно-активные эффекты	<p>Ослабление бронирующих оболочек</p> <p>Разрушение бронирующих оболочек</p> <p>Вытеснение в среду нефти составляющих бронирующие оболочки компонентов</p>	<p>Снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз нефть—вода</p> <p>Предотвращение восстановления бронирующих оболочек</p>	Разрушение бронирующих оболочек на каплях пластовой воды
5	Промывка в слое воды	Межмолекулярное взаимодействие и сила тяжести	<p>Инверсия фаз при отсутствии бронирующих оболочек</p> <p>Расслоение</p>	—	Переход глобул пластовой воды, не имеющих бронирующих оболочек, в состав дренажной воды
6	Электрическое поле	Электромагнитное поле	<p>Сближение капель</p> <p>Флокуляция</p> <p>Деформация бронирующих оболочек</p> <p>Разрушение бронирующих оболочек</p>	<p>Возможность выброса тонкодисперсной взвеси в потоке нефти при слиянии капель</p> <p>Укрупнение капель</p>	Укрупнение капель

№	Место интенсификации	Воздействующий фактор	Процессы		Возможный конечный эффект
			под воздействием факторов	сопутствующие	
7	Фильтрация и коалесцирующие набивки	Гидродинамический напор и межмолекулярное взаимодействие	Деформация бронирующих оболочек Разрушение бронирующих оболочек Образование водных пленок на поверхности фильтров и набивок	—	Разрушение эмульсии
8	Импульсные воздействия	Гидродинамическое давление	Сближение и соударение капель Деформация бронирующих оболочек Разрушение бронирующих оболочек	Дробление капель Слияние капель	Разрушение бронирующих оболочек и укрупнение капель
9	Эффекты вспенивания в водной среде (при пенной деэмульсации)	Энергия расширяющегося газа, межмолекулярные взаимодействия, поле тяжести	Повышение концентрации капель в тонком слое Сближение капель друг с другом Быстрое оттеснение капель на границу раздела с дренажной водой	Слияние капель друг с другом Переход содержимого капель в состав дренажной воды Очистка дренажной воды	Переход глобул пластовой воды в состав дренажной воды
			Обеспечение жесткого контакта с дренажной водой Удержание капель у границы раздела фаз Деформация бронирующих оболочек Разрушение бронирующих оболочек		
10	Использование гидродинамических эффектов (при трубной деэмульсации)	Кинетическая энергия движущегося потока, энергия турбулентных пульсаций, поле тяжести	Сближение капель друг с другом Сближение капель с дренажной водой Флокуляция Многочисленность столкновений капель со стенками и между собой Деформация бронирующих оболочек Разрушение бронирующих оболочек Увеличение числа активных центров с течением времени Перевод в состав нефти компонентов бронирующих оболочек	Переменяющиеся процессы слияния и дробления капель Усреднение содержимого капель различного качества Расслоение потока	Создание условий для эффективного массообмена, разрушения бронирующих оболочек Укрупнение капель и расслоение потока

Для традиционных методов подготовки нефти, как следует из изложенного материала, деэмульсацию нефти следует осуществлять по технологической схеме, предусматривающей выполнение различных операций, интенсифицирующих процесс, в определенной последовательности с помощью: разрушения бронирующих оболочек (комплексное воздействие тепла, реагента, эффекта дробления и слияния капель; усреднение их содержимого), осуществляемого в турбулентном режиме высоких параметров ($Re \approx 50\,000$) при движении по трубопроводам или в других аппаратах в течение заданного времени; сближения капель (комплексное воздействие силы тяжести, турбулентных пульсаций; введение в поток больших объемов воды), осуществляемого в потоке, движущемся в турбулентном режиме ($Re \approx 10\,000$); флоккуляции капель, или жесткого контакта с водными пленками на стенках аппаратов (труб), обеспечиваемого энергией турбулентных пульсаций в движущемся потоке средних параметров ($Re \approx 8000$); укрупнения капель за счет энергии турбулентных пульсаций в движущемся турбулентном потоке низких параметров ($Re \approx 5000$) и расслоения при $Re \approx 2500$.

§ 2. ОБРАЗОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

При подъеме обводненной нефти от забоя скважины до ее устья л дальнейшем движении по промысловым коммуникациям происходит непрерывное перемешивание нефти с водой, сопровождаемое образованием стойких эмульсий. Стойкость эмульсии определяется в основном размерами капель, прочностью бронирующих оболочек, возникающих на их поверхности в результате адсорбции на границе раздела фаз нефть—вода асфальтово-смолистых веществ и тугоплавких парафинов и флотации капельками воды частиц механических примесей.

Критические размеры капель, которые могут существовать в потоке при данном термодинамическом режиме, определяются большим числом факторов и в первом приближении описываются [45] следующим уравнением:

$$d_{кр} = 4,82 \sqrt[5]{\frac{L^2 \sigma^3}{u^{6k} \rho}}$$

где $d_{кр}$ — критический диаметр капли; σ — поверхностное натяжение; k — коэффициент, учитывающий вязкость воды и нефти; ρ — плотность внешней среды; L — масштаб пульсации; u — скорость потока.

Решающими параметрами, определяющими степень дисперсности эмульсии при совместном движении воды и нефти, являются скорость потока, величина поверхностного натяжения на границе раздела фаз и масштаб пульсации.

Скорость потока при движении водонефтяной смеси от забоя скважины до конечных пунктов транспортирования изменяется в широких пределах. Особенно большие изменения ее, а следова-

тельно, и дисперсности наблюдаются при прохождении смеси через штуцерирующие устройства, газовые сепараторы, центробежные насосы. В этих местах скорость потока и турбулентность возрастают, как правило, на 1—2 порядка, что, при всех прочих равных условиях, приводит к уменьшению диаметров глобул воды в десятки и сотни раз.

Величины изменения степени дисперсности эмульсии при движении ее от устья скважины до сырьевого насоса сборного пункта приведены в табл. 2 (получены в результате обработки данных И. Д. Муратовой [63]).

Таблица 2

Параметры	Место отбора проб			
	у скважины	перед трапом	после трапа	после насоса
Количество эмульгированной каплями воды (в %) при диаметре капель, мкм:				
1	0,0000	0,0001	0,0002	0,0003
3	0,0002	—	1,16	3,9
5	0,0008	0,0003	4,32	5,6
10	0,0070	0,0006	28,84	11,22
15	0,0120	—	65,70	79,20
25	0,1500	0,7890	—	—
50	2,0300	1,2100	—	—
100				
200	98,0000	98,0000	—	—
Объем эмульгированной воды на каждые 100 представительных капель (по отношению к исходному объему), %	100	25	0,039	0,028
Средневзвешенный радиус, мк	116,8	74,2	8,6	7,7
Число капель в пересчете на исходный объем	100	400	256 000	358 000
Суммарная поверхность капель, мм ² :				
на фактически эмульгированном объеме 100 каплям	10,5	2,83	0,68	0,495
в пересчете на исходный объем	10,5	11,31	174,5	178,0

Примечание. За исходный принят объем воды, эмульгированный 100 представительными каплями в пробе нефти у скважины.

У устья скважины основной объем эмульгированной воды (98%) сконцентрирован в основном в каплях больших размеров (200 мкм). После газового сепаратора основной объем воды представлен каплями размером 10—15 мкм (95%). Существенно увеличился объем эмульгированной воды в каплях размером 3 и 5 мкм. Средневзвешенный радиус капель перед входом в сепаратор оказался в 1,56 раз и после сепаратора в 13,5 раз меньше, чем у устья скважин. Это эквивалентно дроблению каждой капли при ее движении от скважины к сепаратору на 4 более мелких капли и в самом сепараторе (уже этих измельченных капель) еще на 640 капель. В итоге в интервале скважина—сепаратор каждая капля оказывается раздробленной

в среднем на 2560 более мелких. Поэтому основным узлом промышленной системы сбора, на котором резко увеличивается степень дисперсности эмульсии, является газовый сепаратор [63].

Механизм дробления крупных капель воды на более мелкие представляется различными исследователями по-разному. Наиболее распространена подтвержденная экспериментами точка зрения школы академика П. А. Ребиндера, согласно которой для разрушения крупной капли на несколько более мелких необходимо поставить ее в такие условия, которые обеспечивали бы предварительное вытягивание сферической капли в цилиндр с критическими параметрами

$$H > 2\pi r,$$

где H и r — соответственно высота и радиус цилиндра.

Затрачиваемая при этом работа расходуется на увеличение поверхностной энергии системы в связи с возрастанием поверхности цилиндра. Такой цилиндр с критическими размерами самопроизвольно распадается на ряд капель сферической формы, в связи с чем суммарная их поверхность, а следовательно, и свободная поверхностная энергия системы уменьшаются. Одновременно с этим какая-то часть капель воды при столкновении коалесцирует, что приводит к еще большему снижению свободной поверхностной энергии системы. По мере дальнейшего интенсивного перемешивания воды и нефти процесс сдвигается в сторону образования все более мелких капель.

Образование эмульсий в штуцерирующих устройствах при впрыскивании одной жидкости в другую, под действием сдвигающих усилий на каплю в зоне больших градиентов скоростей, под влиянием ультразвуковых колебаний или путем простого перемешивания имеет свои особенности.

На образование эмульсии при впрыскивании одной из несмешивающихся жидкостей в другую большое влияние оказывает скорость потока, а на распадение струи — инерционные и вязкостные силы. Тонкодисперсная эмульсия получается при достижении струей критической скорости u , которая может быть рассчитана по формуле [117]

$$\eta / (\rho \sigma D)^{1/2} = 2000 (\eta / \mu \rho D)^{4/3},$$

где D — диаметр отверстия; ρ и η — соответственно плотность и вязкость диспергируемой жидкости; σ — поверхностное натяжение.

При скорости ниже критической дробление струи сопровождается появлением крупных, а при скорости выше критической — чрезвычайно мелких капель. Для диаметра сопла около 0,1 см критическая скорость для воды, впрыскиваемой в нефть, составит 1—2 м/с. Для определения размера капель, получаемых при впрыскивании воды в нефть, можно пользоваться следующей формулой [117]:

$$(ud/100\nu)^{5/4} = 100 (\nu_0/\nu),$$

где u — скорость потока; d — расчетный диаметр капле; ν — кинематическая вязкость впрыскиваемой жидкости; ν_0 — вязкость дисперсионной среды.

При дроблении капле под действием сдвигающих усилий связь между размерами капле, градиентом усилия сдвига, межфазным натяжением и вязкостью жидкостей, участвующих в процессе, выражается зависимостью [117]

$$\frac{r_1 - r_2}{r_1 + r_2} = A,$$

где r_1 — радиус наибольшей капле, которая может существовать при данном градиенте сдвига; r_2 — радиус наименьшей капле в этих условиях; A — безразмерная величина, пропорциональная скорости потока и зависящая от межфазного натяжения, вязкости и радиуса капле.

Под воздействием перепада давления капле изменяет форму, растягиваясь в нитевидную частицу, и произвольно распадается на мелкие капле.

Л. Я. Кремнев и А. А. Равдель механизм дробления капле объясняют с несколько иной точки зрения. Принимая, что под воздействием градиента давления капле вытягивается в цилиндр, они считают, что цилиндр распадается на две сферические капле (радиусы которых относятся друг к другу как $n : 1$) и общая поверхность капле может оказаться меньше поверхности цилиндра, т. е.

$$\beta = \frac{[2(n^2 + 1)]}{1 + k} \left[\frac{3k}{4(n^2 + 1)} \right]^{2/3},$$

где k — отношение высоты цилиндра к радиусу.

Образование двух капле возможно, например, при $k = 2$ и $n = 1$. Допускается, однако, что под воздействием градиента капле примет форму не цилиндра, а эллипсоида, который может распадаться на две капле:

для сплюсненной с полюсов капле при условии

$$\frac{(n^2 + 1)k^{1/3}}{n^3 + 1} > 1$$

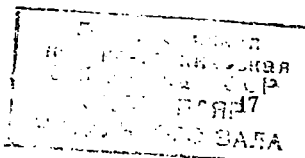
и для капле продолговатой формы при условии

$$\frac{n^2 + 1}{(n^3 + 1)k^{1/3}} > 1.$$

Возможно, что эллипсоид распадается сразу на большое количество капле различных размеров.

Эффект дробления капле при движении эмульсии по трубопроводу в турбулентном режиме обусловлен неодинаковой скоростью движения по его сечению [45]

$$u = \frac{u_0}{\sqrt{\alpha}} \ln \frac{y}{\delta_0},$$



где u — средняя скорость; α — коэффициент; y — расстояние от стенки трубы; δ_0 — толщина ламинарного слоя; u_0 — скорость пульсации.

Это приводит к тому, что на поверхность капель действуют различные динамические напоры, обуславливающие их деформацию и последующий распад на более мелкие частицы.

В областях, удаленных от стенок трубопровода, дробление капель происходит с меньшей интенсивностью, чем у стенок. В последнем случае критические размеры капель определяются выражением [45]

$$d'_{кр} = 0,4 \sqrt{\frac{\sigma v}{\rho u_0^3}},$$

где σ — поверхностное натяжение; ρ — плотность нефти; u_0 — скорость пульсации; v — вязкость нефти.

Из-за неравномерности пульсаций в турбулентном потоке возникают зоны, в которых возможно существование капель воды различных диаметров. Попадая в область более высоких градиентов скоростей, где существуют капли определенного критического диаметра, крупные капли испытывают тенденцию к дроблению. Выходя в зоны более низких градиентов и меньших масштабов пульсаций, они будут объективно испытывать тенденцию к слиянию. Это обуславливает существование в потоке нефти целого спектра диаметров капель воды и объясняет причину поступления в отстойную аппаратуру установок явно неоднородной эмульсии. В целом, после прохождения эмульсией основных диспергирующих узлов (сепараторы, насосы и т. д.) и в процессе ее транспортирования по промышленным системам сбора, возникают объективные условия для существования в потоке более крупных, чем, например, в сепараторе, капель воды, размер которых определяется сотнями микрон и даже 1—2 мм. Это предопределяет неустойчивость системы и выражается в ее стремлении к разрушению эмульсии и укрупнению глобул за счет внутренних сил, направленных на уменьшение свободной поверхностной энергии. Однако этим тенденциям противостоят другие процессы, связанные с уменьшением абсолютного значения σ в результате адсорбционных процессов и упрочнением бронирующих оболочек из асфальтово-смолистых веществ и других компонентов, возникающих на каплях пластовой воды.

Упрочнение бронирующих оболочек в процессе движения водонефтяной эмульсии по промышленным коммуникациям и при ее транспортировании без обработки деэмульгаторами по магистральным трубопроводам на нефтеперерабатывающие заводы получило название «старения». Исследованию состава компонентов, входящих в бронирующие оболочки, посвящено значительное число работ [1, 47, 48]. Установлено, что он зависит от свойств нефти и пластовых вод. В табл. 3 приведены данные о количественном составе основных пленкообразующих компонентов, выделенных из эмульсий некоторых нефтей (Д. Н. Левченко).

Нефти	Асфальтены, %	Смолы силликатные, %	Парафин, %	Карбены и карболды, %	Содержание, %	
					сера	азот
Ромашкинская . . .	63,2	6,7	29 ($T_{пл}=79-80^{\circ}C$)	1,1	3,39	1,15
Арланская	76,3	11,4	9,2	2,0	3,92	1,13
Мангышлакская . .	24,7	23,4	42 ($T_{пл}=64-69^{\circ}C$)	0,8	0,32	0,19

Из табл. 3 видно, что в составе пленкообразующих компонентов ромашкинской и арланской нефтей доминирующее положение занимают асфальтены. Исследованиями показано, что в формировании бронирующих оболочек основную роль играют вещества, коллоидно-диспергированные в нефти. Удаление этих веществ

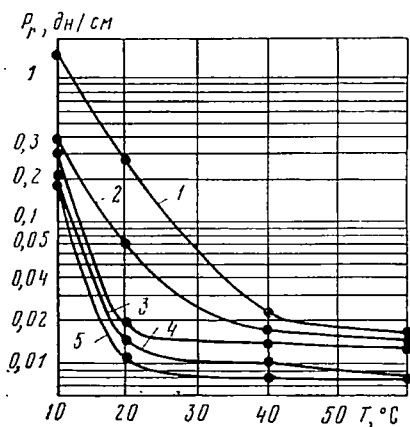


Рис. 1. Изменение прочности межфазной пленки ромашкинской нефти на границе с водой при различной температуре.

1 — 5 — соответственно для формирования пленки в течение 5; 2; 1; 0,5; 0,25 ч.

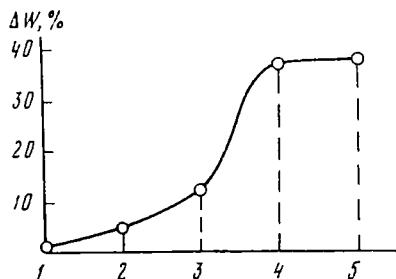


Рис. 2. Изменение стойкости эмульсии по пути ее движения от скважины до промысловых товарных парков.

Точки отбора проб: 1 — перед сепаратором; 2 — после сепаратора; 3 — перед насосом; 4 — после насоса; 5 — перед установкой подготовки нефти. ΔW — остаточное содержание воды в пробах после обработки реагентом и отстаив.

на суперцентрифуге лишает нефть способности образовывать стойкие эмульсии [48].

В результате спектрофотометрического анализа в осадке, выделенном на центрифуге, были обнаружены порфириновые комплексы ванадия. В этой связи механизм возникновения прочных бронирующих оболочек на каплях пластовой воды представляется как комплекс последовательно протекающих процессов, включающих адсорбцию на границе раздела фаз коллоидно-диспергированных в нефти

веществ (поверхностная активность определяется содержанием в них металлопорфириновых комплексов, гетерогенных соединений и нефтяных кислот), электролитическую коагуляцию под воздействием солей электролитов в воде олеозоля, адсорбированного на этой поверхности; превращение его в структурированный слой геля. В результате этих процессов вокруг капля воды образуется студнеобразная пленка олеогеля, сольватированного дисперсной средой — нефтью и диффузионно переходящего в золь по мере удаления от границы раздела фаз нефть—вода.

Бронирующие оболочки на каплях воды упрочняются кристаллами парафина и механических примесей. О скорости и степени упрочнения таких пленок с течением времени и изменении стойкости эмульсии можно судить по данным рис. 142 [47].

§ 3. СБЛИЖЕНИЕ И ФЛОККУЛЯЦИЯ КАПЕЛЬ ПРИ ДЕЭМУЛЬСАЦИИ

Современная технология деэмульсации нефти в числе других предполагает последовательное осуществление таких операций, как сближение и флоккуляция капель, массообмен и разрушение бронирующих оболочек, прорыв пленки дисперсной среды, расширение возникшего канала, слияние содержимого капель, их укрупнение и осаждение на дно аппаратов.

В массообменных процессах между каплями эмульсии, не содержащими и содержащими реагент, флоккуляция может играть большую роль. Для осуществления ее капли воды под воздействием каких-либо сил должны сблизиться на достаточно близкое расстояние, преодолев сопротивление двойного слоя. Отталкивающий потенциал p_R между какой-либо глобулой и 12 окружающими ее со всех сторон ближайшими соседними каплями, с которыми она может вступить в контакт, определяется [116] выражением

$$p_R = 6\varepsilon\psi_0^2 r^2 e^{2ka} \frac{e^{-hR}}{kR} \cdot \frac{e^{kg} - e^{-kg}}{g},$$

где R — радиус сферы взаимодействия капли; r — радиус центральной капли; g — расстояние от центра капли до центров других капель; ε — диэлектрическая постоянная; ψ_0 — поверхностный потенциал капли.

Для столкновения с одной каплей, которое привело бы к флоккуляции, достаточно преодолеть потенциал [116]

$$p_R = \varepsilon\psi_0^2 r^2 e^{2ka} \left[\frac{e^{-h(R-g)}}{R-g} + \frac{6}{kRg} \cdot \left\{ e^{-h\sqrt{R^2+g^2-5Rg/3}} - e^{-k(R+g)} \right\} \right],$$

В эмульсиях, в которых дисперсионная среда представлена водой, толщина двойного слоя может быть равна 10^{-3} — 10^{-2} мк. Поэтому электрическое взаимодействие капель может наблюдаться только на коротких расстояниях. Сила взаимодействия с увеличением

расстояния быстро убывает и на расстоянии, равном толщине нескольких двойных слоев, равна нулю. В эмульсиях с дисперсионной средой в виде нефти толщина диффузионного двойного слоя может быть весьма значительной и достигать нескольких микрон. Для преодоления сил отталкивания сближающиеся частицы должны обладать определенным запасом кинетической энергии. Гравитационное давление бывает достаточным для их преодоления.

Сопротивление двойного слоя в эмульсии бензин в воде преодолевается весом нескольких сотен капель, расположенных одна над другой [116]. Капли в зонах повышенных концентраций (промежуточный слой, дно сосуда) всегда находятся под давлением, достаточным для их сближения и флокуляции.

А. Д. Зимон [28] получил уравнение, позволяющее оценить величину расклинивающего давления F_p при сближении частицы с плоской поверхностью и их жестком контакте:

$$F_p = \frac{2\pi r}{(n-1)} [P(H)_{\min} H_{\min} - P(H)_{\max} H_{\max}],$$

где $P(H)_{\min, \max}$ — величины расклинивающего давления при соответствующих минимальных и максимальных расстояниях от капли до поверхности; r — радиус капли;

$$n = 2 \div 3; \quad H_{\max} = r \div H_{\min} - \sqrt{r^2 - a^2};$$

a — радиус действия расклинивающего давления,

$$a = \frac{r + H_{\min} - H_{\max}}{\operatorname{ctg} \theta}.$$

Радиус действия расклинивающего давления с увеличением диаметра частицы также возрастает.

Время сближения капель в первом приближении может быть оценено по времени сближения плоских частиц по уравнению Стефана—Рейнольдса [28]

$$t = \frac{3\pi\eta R_d^4}{4F} \left(\frac{1}{H_1^2} - \frac{1}{H_0^2} \right),$$

где t — время, в течение которого расстояние между частицами изменяется от H_0 до H_1 ($H_1 > H_0$); η — динамическая вязкость жидкости; R_d — радиус дисков; F — сила, обуславливающая сближение дисков.

По мере сближения частиц, одна из которых достаточно велика по сравнению с другой, происходит выдавливание жидкости и уменьшается толщина прослойки между ними. Поскольку вязкость граничного слоя в несколько раз превышает объемную вязкость, скорость сближения частиц с уменьшением расстояния между ними снижается в соответствии с выражением [28]

$$\frac{t_r \eta_{\text{об}}}{t_{\text{об}} \eta_r} = \text{const},$$

где t_r , $t_{об}$ — соответственно время сближения в среде с граничной (η_r) и объемной ($\eta_{об}$) вязкостью.

Число частиц, участвующих в флокуляции, может быть рассчитано на основе теории Смолуховского с учетом, что флокуляция капель воды в нефти легкообратима. Так, в большом числе случаев возникшие агрегаты могут быть легко диспергированы перемешиванием. Среднее число частиц n_a , которые могут войти в состав агрегатов при флокуляции с течением времени, оценивается следующим образом [117]. Число первичных частиц n_1 , которые еще не объединились в агрегаты,

$$n_1 = n_0 (1 + an_0 t)^{-2},$$

где n_0 — число частиц в объеме нефти; a — константа, определяющая скорость флокуляции; t — время.

Число возникших в результате флокуляции агрегатов n_γ

$$n_\gamma = an_0^2 t (1 + an_0 t)^{-2}.$$

Тогда общее число частиц, которое будет объединено в агрегаты в единице объема нефти,

$$n_0 - n_1 = n_0 \left\{ 1 - \frac{1}{(1 + an_0 t)^2} \right\}.$$

Отсюда

$$n_a = \frac{n_0 - n_1}{n_\gamma} = 2 + an_0 t.$$

Если обозначить среднее число отдельных частиц, существующих в агрегатах за время t , через m и сравнить его с n_a , то обнаружится, что $m < n_a$ в связи с коалесценцией некоторого количества частиц. Значение m не намного отличается от n_a при медленной и значительно — при быстрой коалесценции.

Ван-ден-Темпел показал, что в достаточно разбавленных эмульсиях маленькие агрегаты обычно состоят из большой частицы, соединенной с одной или двумя маленькими. Скорость увеличения m в связи с флокуляцией частиц определяется [117] выражением

$$m - 1 = \frac{an_0}{K} + (1 - an_0/K) \exp(-Kt),$$

где K — мера скорости коалесценции.

Общее же число частиц, флокулирующих с течением времени в коагулирующей эмульсии, может быть найдено [117] из выражения

$$n = n + n_\gamma m = \frac{n_0}{1 + an_0 t} + \frac{an_0^2 t}{(1 + an_0 t)^2} \left\{ \frac{an_0}{K} + \left(1 - \frac{an_0}{K} \right) e^{-Kt} \right\}.$$

При прямой коалесценции (стадия флокуляции отсутствует, $K = \infty$) это уравнение превращается в уравнение Смолуховского

$$n = \frac{n_0}{1 + an_0 t},$$

что может быть при быстрой коалесценции капель нестабильной эмульсии. При отсутствии коалесценции ($K = 0$), что возможно при контакте глобул стабильной эмульсии, $n = n_0$. Для всех промежуточных значений, когда $0 < K < \infty$, влияние изменения концентрации частиц на скорость коагуляции описывается приведенным уравнением, из которого видно, что скорость уменьшения концентрации частиц, охваченных агрегированием, с изменением первоначального их общего числа так же различна. Ван-ден-Темпел [117], рассмотрев специфику этих вопросов в приложении к эмульсиям, нашел, что в концентрированных эмульсиях скорость коагуляции практически не зависит от скорости флокуляции. При этом коалесценция является определяющим фактором снижения концентрации частиц в объеме нефти:

$$n = \frac{n_0}{Kt} (1 - e^{-Kt}).$$

Для разбавленных эмульсий, как уже отмечалось, определяющим фактором является флокуляция (тогда уравнение не содержит K). Для слаборазрушенных эмульсий [117] характерна медленная коалесценция, указывающая на медленное уменьшение числа частиц:

$$n = n_0 \{1 - Kt(1 + an_0t)^{-1} + Kt(1 + an_0t)^2\}.$$

Другая формула кинетики коагуляции эмульсия, включающая энергию активации частиц, была предложена Хариным [112]

$$-\frac{dn}{dt} = \alpha n^2 \exp(-g/BT); \quad \alpha = \pi D'R,$$

где n — число частиц всех размеров в единице объема; t — время; α — коэффициент скорости коагуляции; D' — коэффициент диффузии первичной частицы; R — радиус взаимодействия сил притяжения; g — энергия активации, зависящая от размера капель; B — постоянная Больцмана; T — абсолютная температура.

Если флокуляция обратима [112], т. е., если большие частицы (n_2) разбиваются на мелкие (n_1) и скорость их отличается от скорости флокуляции, то справедливо выражение

$$-dm/dt = \alpha n_1^2 \exp(-g_1/BT) - \beta n_2^2 \exp(-g_2/BT),$$

где β — коэффициент дисперсионного процесса; g_2 — энергия активации этого процесса.

При исследованиях процесса коагуляции нефтяных эмульсий с раствором NaCl Харин определил, что энергия активации его соответствует 1500 кал/моль. О скорости снижения концентрации частиц в единице объема коагулирующей эмульсии за счет эффектов флокуляции можно судить [117] по данным рис. 3, откуда видно, что глубокая флокуляция системы может быть осуществлена лишь в течение длительного времени. Вполне понятно, что флокуляция глобул эмульсии в большой мере зависит от вероятности столкновения

капель в объеме нефти. Последнее определяется режимом движения жидкости. Перемещаться в потоке нефти за счет эффектов, обуславливающих броуновское движение, могут только капли диаметром не более 3 мк, т. е. значительная часть капель эмульсии воды в нефти. Скорость движения частиц различного диаметра под воздействием этих сил следующая [117]:

Диаметр, мк	4	3	1,3	0,9	0,4
Скорость, мк/с	Не	Едва	2,7	3,3	3,8
	заметна	заметна			

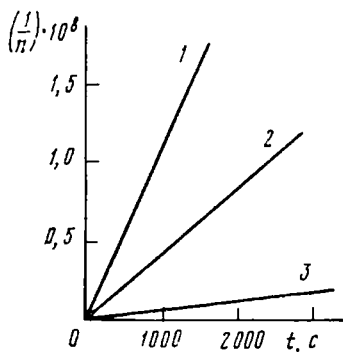


Рис. 3. Изменение числа частиц n с течением времени в зависимости от начального их содержания в флокулирующих эмульсиях.

1—3 — для начального числа частиц (n_0) соответственно 10^7 , 10^8 и 10^9 .

В. Г. Левич [45] показал, что полное число встреч в единице объема в единицу времени

$$N = 8\pi D_0 a n_0^2,$$

где a — диаметр частиц; D_0 — коэффициент броуновской диффузии; n_0 — первоначальное число частиц.

Убыль частиц во времени за счет их коагуляции

$$n = \frac{n_0}{1 + \frac{t}{T'}},$$

где t — время; T' — величина, равная $1/8\pi D_0 R n_0$; R — радиус коагуляции.

Для движущегося потока нефти характерны другие зависимости. В. Г. Левич рассмотрел особенности градиентной и турбулентной коагуляции частиц

в потоке. Как известно, капли воды, двигаясь в составе эмульсии по трубопроводу на разных расстояниях от его стенок, как в ламинарном, так и в турбулентном потоке перемещаются с разными скоростями. Если расстояние между частицами не превышает суммы их радиусов, то такие частицы столкнутся в потоке. Частота столкновений описывается [45] уравнением

$$N_{\text{град}} = \frac{32}{3} n_0^2 \Gamma r^3,$$

где $N_{\text{град}}$ — число столкновений за счет градиента скоростей; n_0 — первоначальное число частиц; r — радиус частиц; Γ — градиент скорости частиц в жидкости. Поскольку наибольшее значение градиент скорости имеет в вязком граничном подслое вблизи стенки; число столкновений капель в этой зоне также будет максимальным:

$$N_{\text{град}} = \frac{32}{3} n_0 r^3 \frac{v^2}{\nu},$$

где ν — кинематическая вязкость.

Суммарное действие градиентной коагуляции ограничено тонким пристенным слоем жидкости и может быть велико при большой протяженности трубопроводов. Полное число столкновений капель в единицу времени в турбулентном потоке [45] определяется следующим выражением:

$$N_{\text{турб}} \simeq R^3 v n_0^2 \frac{\text{Re}^{3/2}}{L^2},$$

где L — масштаб пульсаций; R — радиус коагуляции.

Из выражения видно, что число столкновений пропорционально радиусу коагуляции в третьей степени и растет с увеличением степени турбулентности потока.

Оценивая области наибольшего проявления турбулентных и диффузионных столкновений, В. Г. Левич указывает, что при $R > \lambda_1$ число столкновений определяется движением частиц, переносимых турбулентными пульсациями, а при $R < \lambda_1$, где λ_1 — малый масштаб пульсации, даже в турбулентном потоке столкновения капель обеспечиваются в основном процессом броуновской диффузии. В целом для капель размером более 0,1 мк, т. е. практически для всех капель, составляющих эмульсию воды в нефти, турбулентное перемешивание больше влияет на столкновение глобул, чем броуновское движение, т. е.

$$N_{\text{турб}} > N_{\text{бр.}}$$

Это подтверждает важность движения эмульсии в турбулентном режиме для обеспечения столкновения капель друг с другом.

§ 4. РАЗРУШЕНИЕ БРОНИРУЮЩИХ ОБОЛОЧЕК И СЛИЯНИЕ КАПЕЛЬ

Вопрос о механизме разрушения бронирующих оболочек на каплях пластовой воды до недавнего времени оставался спорным.

Причину слияния капель друг с другом после обработки эмульсии реагентами многие исследователи объясняли размягчающим, разрыхляющим действием ПАВ на бронирующие оболочки капель, в результате чего практически не было препятствий для слияния капель. Вместе с тем определенных доказательств, исключающих возможность других толкований, не приводилось. Неясным оставался вопрос о том, что происходит с коллоидными частицами природных эмульгаторов. Для внесения ясности в существо вопроса нами в 1965 г. были проведены исследования по оценке возможности сообщения коллоидным составляющим бронирующих оболочек способности «индуцированной» растворимости и перевода их в состав нефтяной фазы. Для этого была приготовлена эмульсия воды в бензоле (15%-ной концентрации) с растворенными в ней выделенными из нефти природными эмульгаторами (асфальтенами). Уменьшение оптической плотности бензольного раствора асфальтенов до и после приготовления эмульсии (на 0,025 единиц), зафиксированное

с помощью электрофотокolorиметра, указало на адсорбцию асфальтенов на поверхности капель воды.

Сформировавшаяся эмульсия выдерживалась в течение нескольких часов для старения и образования плотных бронирующих оболочек. В полученную эмульсию были введены растворы реагентов-деэмульгаторов. Через 3—4 ч была замерена оптическая плотность дисперсионной среды. Показания электрофотокolorиметра отметили значительное ее возрастание (рис. 4), что свидетельствовало о происходящих процессах десорбции асфальтенов с поверхности глобул воды в объеме углеводорода. Хотя асфальтены в данном случае могли быть молекулярно растворены в бензоле и вытеснению подвергались и молекулы, механизм действия ПАВ на коллоидные частицы асфальтенов остается таким же.

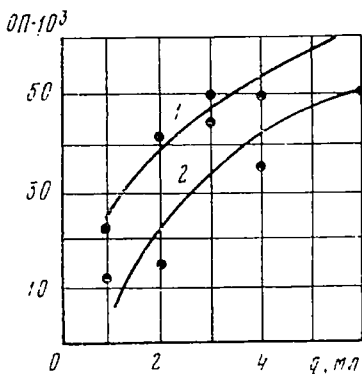


Рис. 4. Изменение оптической плотности (ОП) среды вследствие десорбции асфальтенов с поверхности глобул при добавлении деэмульгатора.

1, 2 — исходные плотности среды.

Оболочки, видимо, трудно. Об этом свидетельствует то, что после десорбции асфальтенов в объем углеводорода в упомянутых выше опытах его оптическая плотность оказалась несколько ниже исходной. Об этом же свидетельствуют данные об изменении прочности граничных слоев с течением времени под воздействием деэмульгаторов и изменении механической прочности межфазного слоя нефть—пластовая вода при условии предварительного введения реагента в пластовую воду.

Предварительное введение деэмульгаторов в воду перед формированием границы раздела фаз нефть—вода снижает прочность возникающей при этом пленки. Вместе с тем следует обратить внимание и на такое чрезвычайно важное обстоятельство, как возрастание прочности пленки с течением времени даже в присутствии деэмульгатора. Это свидетельствует о том, что в статических условиях старение бронирующего слоя до определенного уровня возможно даже в присутствии деэмульгатора.

Установлено, что для разрушения сформировавшейся пленки оптимальный расход реагента по сравнению с расходом для предотвращения ее упрочнения до такого же или более высокого уровня оказывается выше на три порядка. Кроме разрушения бронирующих оболочек для слияния капель необходимо утоньшение разделяющей их пленки дисперсионной среды и ее разрыв.

Чарли и Монсон, применив скоростную микрокиносъемку [118], показали, что разрыв пленки между сближающимися объемами осуществляется в различных местах и начинается обычно в двух или трех точках одновременно. Для бензино-водной системы без ПАВ был отмечен разрыв пленки в периферийных ее областях в стороне от центра. При использовании ПАВ разрыв приходится на центральную часть. Это свидетельствует о том, что в первом случае капли были деформированы и имели углубление в центральной части при взаимном сближении в соответствии с эффектом «блюдца» (выступающие края, углубленная середина). При использовании ПАВ капля имела жесткую форму и разрыв происходил в центре, где расстояние от этой части капли до плоской поверхности было минимальным. При разрушении водонефтяных эмульсий первый механизм характерен для коалесценции крупных капель дренажной воды с объемом дренажной воды на дне аппарата, второй — для более мелких глобул всех типов.

При появлении разрыва в пленке диаметр его начинает возрастать со скоростью [118]

$$v = \sqrt{\frac{4\sigma}{(\rho_1 + \rho_2)h}},$$

где v — скорость расширения отверстия; h — толщина пленки; σ — поверхностное натяжение; ρ_1, ρ_2 — плотности фаз.

Согласно этому уравнению, скорость образования отверстия для перетока жидкости из одной капли в другую или в водную пленку на поверхности оборудования постоянна для пленки определенной толщины. Но, поскольку толщина пленки h при разрыве непостоянна, скорость расширения отверстия по мере увеличения радиуса уменьшается, что и согласуется с экспериментальными данными и выражением [118]

$$\frac{1}{v_{R_0}^2} = \frac{1}{v_0^2} + kR_0^2,$$

где v_0 — начальная скорость; v_{R_0} — скорость при радиусе отверстия, равном R_0 ; k — опытный коэффициент.

Рассмотренных выше разрушений бронирующих оболочек и слияния капель при определенных условиях может и не быть. Известно, что стабилизированные эмульсии могут коалесцировать со скоростью, приближающейся к нулю, при размерах капель, близких к критическим. Это было впервые описано Харди [117] и впоследствии названо ограниченной коалесценцией. Наиболее часто с ней встречаются при работе с эмульсиями, стабилизированными тонкодисперсными

частицами. Существует несколько точек зрения на природу этого явления.

Р. М. Вилей [117], изучая эмульсию стирола в воде, размеры капель которого были ему известны, пришел к выводу, что видимое ограничение диаметра может быть определено с приемлемой точностью с помощью уравнения, учитывающего связь между радиусом кривизны и адсорбцией эмульгирующих частиц,

$$R'T \ln(S'/S) = 2\sigma\mu/r\rho,$$

где S' , S — тенденция удаления эмульгирующей частицы с поверхности радиуса r и плоской поверхности соответственно; σ — межфазное натяжение; μ — молекулярный вес частиц; ρ — плотность частиц; R' , T — соответственно газовая постоянная и абсолютная температура.

В основе выводов Р. М. Вилея была положена идея о том, что стабильность капли эмульсии тесно связана с количеством вещества, которое может быть адсорбировано на межфазной поверхности.

Отсюда следует, что наибольшая стабильность системы будет при условии, когда тенденция стабилизирующих частиц к переходу с поверхности раздела в объем дисперсной среды будет минимальной. В соответствии с этим можно определить

$$D = \frac{\pi\rho Vh}{R''P},$$

где D — критический диаметр «абсолютно» стабильной капли; V — объем капли; h — диаметр стабилизирующих частиц; P и ρ — соответственно сухой вес и плотность стабилизирующих частиц; R'' — отношение веса погруженных в жидкость частиц к их чистому весу.

Т. И. Гиллеси на основе изучения кинетики и возможности срастания между собой бронирующих частиц, расположенных на поверхности капли, нашел, что капля может быть броширована частицами «идеально», если общее их число на этой поверхности будет равно [117]

$$N = 4\pi(C_S/\bar{R})r^3,$$

где N — число стабилизирующих частиц на капле; C_S — число частиц на единицу поверхности «идеально» стабилизированной капли; \bar{R} — общий радиус стабилизированной частицы; r — радиус нестабилизированной частицы.

Такие капли наиболее трудно поддаются обработке и зачастую сохраняют свои бронирующие оболочки на выходе из промышленных и заводских установок подготовки нефти, в результате чего нельзя полностью удалить растворенные в них соли перед переработкой нефти. Размеры этих капель настолько малы, что разрушить бронирующие оболочки на них механическими средствами практически невозможно. Для этого применяют комплексное воздействие многих факторов (абразивный износ, воздействие реагента при многочислен-

ных столкновениях капель со стенками оборудования, деформация капель и т. д.).

Размер капель эмульсии влияет также и на эффективность ее расслоения. При изучении слияния капли жидкости без бронирующей оболочки с поверхностью раздела было установлено, что этот процесс осуществляется в две ступени. Капля после достижения поверхности раздела некоторый промежуток времени τ_0 (получивший название времени покоя) своей тяжестью вытесняет промежуточный слой нефти и лишь затем переходит в слой пластовой воды. Была установлена следующая эмпирическая зависимость:

$$\frac{\tau_0 \sigma}{\mu d} \sim \left[\frac{d^2 \Delta \rho g}{\sigma} \right]^{0,25},$$

где σ — поверхностное натяжение; μ — динамическая вязкость нефти; $\Delta \rho$ — разность плотностей пластовой воды и нефти; g — ускорение силы тяжести; d — диаметр капли.

При анализе этой формулы, в частности, обнаруживается следующая связь между основными ее параметрами:

$$\tau_0 = K d^{1,5}.$$

Остальные параметры можно считать постоянными и включенными в коэффициент K . Поэтому с ростом диаметра капли растет и время, необходимое для ее коалесценции с поверхностью раздела пластовая вода—нефть. Казалось бы, что это повлечет за собой ухудшение общего процесса обезвоживания (обессоливания). Однако в целом это не так. Поскольку скорость осаждения капель пропорциональна диаметру во второй степени, указанный выше эффект компенсируется.

§ 5. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ КАПЕЛЬ РЕАГЕНТА С ГЛОБУЛАМИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

Обширная литература о применении реагентов-деэмульгаторов с целью изменения свойств эмульсий при их транспортировании по промысловым коммуникациям, детально освещая конечный результат такой обработки, как правило, обходит молчанием физическую сущность происходящих при этом процессов. Это в первую очередь относится к применению водорастворимых реагентов-деэмульгаторов типа дисолван, сепароль и др., так как они вводятся в поток нефти либо в виде водных растворов, либо в неразбавленном виде. Реагент распределяется в потоке нефти в виде капель и образует с ней эмульсию. Все дальнейшие явления, приводящие к изменению стойкости эмульсии и ее реологических свойств, обусловлены характером взаимодействия капель этих двух типов. Конечный результат такого взаимодействия — разрушение бронирующих оболочек на каплях пластовой воды, их укрупнение, переход в пленочное состояние и расслоение потока на нефть и воду. Определяющий момент в цепи этих событий — разрушение бронирующих оболочек.

Бронирующие оболочки под воздействием водорастворимых деэмульгаторов будут разрушаться только при переходе реагента на бронирующую оболочку капли пластовой воды. При описании процессов, происходящих в потоке нефти после введения в него реагента, говорили по-разному: «смещение реагента с эмульсией», «контактирование эмульсии с реагентом», «доведение реагента до глобул пластовой воды» и т. д. Неопределенность нашла отражение и в терминологии, определяющей ряд процессов и аппаратов («контакторы», «смесители» и т. д.). Например, в аппарате с названием «смеситель» можно было предполагать возможность осуществления минимум трех совершенно различных процессов: смещения, когда под этим подразумевается равномерное распределение капель реагента среди капель пластовой воды; смещения, когда имеется в виду исчезновение капель этих двух типов за счет образования капель третьего типа; комбинированный вариант из рассмотренных выше процессов и т. д. Наряду с этим здесь могут накладываться процессы механического разрушения бронирующих оболочек на каплях пластовой воды за счет их дробления при перемешивании, частичного разрушения бронирующих оболочек реагентом при его воздействии на них из нефтяной фазы.

Для установления механизма разрушения эмульсии при обработке ее водорастворимым деэмульгатором нами была разработана и применена специальная методика, позволяющая вскрыть сущность протекающих при этом процессов. В основу методики была положена идея «меченых» капель с применением микрокиносъемки. Аппаратура для осуществления микрокиносъемки была разработана ранее и достаточно широко описана в литературе [100]. Основным препятствием на пути достижения поставленной цели был выбор метода различения капель разного качества при их одновременном движении в потоке нефти. Предварительные поиски возможности применения радиоактивных изотопов для наблюдений за «мечеными» каплями к положительным результатам не привели из-за сложности методики обработки результатов и неаглядности процессов. Идею использования реакций, приводящих к образованию непрозрачных кристаллов или газовых пузырьков при слиянии капель различного качества, из-за методических трудностей реализовать не удалось. Таким же малоэффективным из-за трудности различения полутонов было использование красителей в виде истинных растворов, в том числе и цветных. Применение коллоидных красителей, чувствительных к электролитической коагуляции, позволило получить надежные метки на каплях пластовой воды, которые, как известно, представляет собой концептированные растворы электролитов.

В качестве исходной применялась высокостойкая, отмытая по методике Беньковского, натуральная эмульсия капель пластовой воды в трансформаторном масле (для снижения оптической плотности системы), вязкость которого была эквивалентна вязкости нефти. В поле зрения микроскопа капли воды были прозрачными, а капли окрашенного реагента выглядели черными. Концентрация «белых»

и «черных» капель в эмульсиях обоих типов принималась одинаковой. В зависимости от задачи составляли смеси из эмульсий обоих типов и вели микрокиносъемку процессов, сопровождающих совместное движение «черных» и «белых» капель в потоке. В частности, были исследованы следующие варианты: движение «белых» капель при отсутствии реагента; движение «черных» капель при отсутствии «белых»; совместное движение капель двух типов при смешении содержащих их эмульсий непосредственно в поле зрения микроскопа; характер взаимодействия капель при осторожном смешении содержащих их эмульсий и последующем отстое; характер взаимодействия капель друг с другом после смешения содержащих их эмульсий

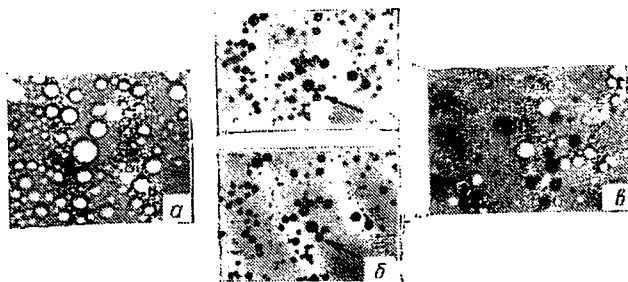


Рис. 5. Микрокинокадры эмульсий и их смеси.

a — исходная пластовая эмульсия; *б* — эмульсия окрашенного раствора реагента и слияние капель; *в* — смесь исходной и окрашенной эмульсий.

путем интенсивных встряхиваний в течение заданного времени (0, 15, 30, 60 с и 2, 4, 5, 10 мин); взаимодействие капель с плоской поверхностью.

В результате исследований было установлено, что процесс разрушения эмульсии в присутствии капель реагента и «доведения» реагента до глобул пластовой воды осуществляется за счет ряда сложных процессов: взаимного и прямого слияния капель друг с другом при столкновении в потоке и последующего смешения их содержимого; разрушения капель на ограничивающих поток стенках, сопровождаемого переходом содержимого капель в пленочное состояние и возвратом части жидкости, обогащенной реагентом, в поток. В результате этих явлений появляются «пестрые» капли.

При слиянии капель различного качества краситель в присутствии электролита коагулирует в хлопья, позволяющие надежно отмечать не только каплю, но и участок, на котором произошел разрыв бронирующей оболочки.

В условиях покоя количество слияний «черных» капель с «белыми» весьма невелико. Здесь в основном взаимно сливаются окрашенные капли реагента; один из моментов слияния представлен на кинокадре (рис. 5). Интенсивная турбулизация смеси вследствие

Капли	Количество капель (в %) при времени турбулизации, с			
	5	30	150	240
Белые	9,8	11,0	33,0	11,3
Черные	13,2	6,0	1,4	2,2
Пестрые	77,0	83,0	65,6	86,5

встряхивания эмульсии, содержащей примерно равное количество «черных» и «белых» капель, даже в течение небольшого времени (5 с) приводит к взаимному слиянию большого числа капель различного качества непосредственно в объеме нефти и появлению «пестрых» глобул. Время взаимного контакта таких капель в «защемленных» зонах турбулентных пульсаций внутри потока, естественно, исчисляется долями секунды.



Рис. 6. Состояние эмульсии после турбулизации на различных стадиях.

a — непосредственно после турбулизации; *б* — после движения при низких значениях чисел Рейнольдса; *в* — полное разрушение эмульсии на модели стенки трубопровода.

При сближении капель и вытеснении разделяющей их пленки нефти возникает жесткий контакт между ними (обеспечивающий деформацию бронирующей оболочки и смачивание ее содержимым капли, имеющей реагент), пептизация и «размалывание» вещества бронирующей оболочки и затем взаимное слияние капель.

Далеко не каждое столкновение капель приводит к их слиянию. Для полного осуществления процесса необходимо многократное повторение столкновений, время и турбулизация потока, обеспечивающая возможность сближения капель. Характерно, что после интенсивной турбулизации в течение длительного времени в потоке остается определенное количество «белых» капель. Некоторые данные о соотношении типов капель после турбулизации эмульсии приведены в табл. 4 и на рис. 6.

Интересно, что количество «черных» капель с увеличением времени турбулизации проб эмульсии уменьшилось, и они сливались

в основном с «пестрыми», в то время как содержание «белых» капель в нефти в этих опытах оставалось все время высоким. Поскольку процесс слияния капель практически неуправляем, возможно, что в потоке останется большое число «белых» капель (до 33%), несмотря на значительное время турбулизации (150 с). Весьма характерно, что самый высокий процент «пестрых» капель (86,5) отмечен при наибольшем времени турбулизации (240 с).

Время, необходимое для слияния капель различного сорта, между которыми установлен жесткий контакт, при умеренном их движении исчисляется долями секунды, иногда возрастая до нескольких секунд. Однако, как уже отмечалось ранее, не всякий жесткий контакт между каплями завершается их слиянием. Увлекаемые

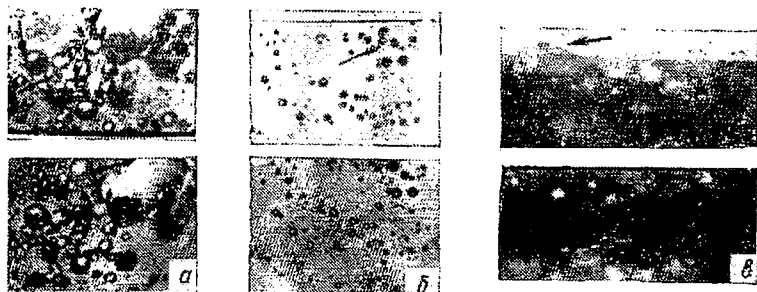


Рис. 7. Разрушение эмульсии в движущемся потоке.

а — слияние капель и поворот «пестрой» глобулы; *б* — слияние «пестрых» капель; *в* — разрушение капель в промежуточном слое.

турбулентными пульсациями, капли могут отходить друг от друга. Вместе с тем было бы ошибочно полагать, что такие контакты «черных» капель с «белыми» остаются бесследными для «белых» капель. Хотя бронирующие оболочки на каплях пластовой воды окончательно не разрушаются, их прочность частично ослабляется за счет адсорбции части реагента из «черной» капли на элементах бронирующих оболочек. Поэтому такие капли после многократных столкновений с каплями реагента имеют ослабленную бронирующую оболочку и очередное столкновение может закончиться их слиянием (рис. 7).

Фиксирование хлопьев красителя, появляющихся при коагуляции коллоидных частиц в среде электролита (содержимое капель пластовой воды) на том участке, где произошел разрыв бронирующей оболочки при слиянии капель, позволяет сделать заключение о состоянии бронирующей оболочки на других участках капель. О степени разрушенности бронирующих оболочек в этих зонах можно судить по поведению «пестрых» капель при их контакте друг с другом. Оказалось, что «пестрые» капли легко коалесцируют друг с другом

при небольшом времени контакта на участках, где, казалось бы, нет реагента. (В литературе указывается, что смешивание содержимого капель за счет диффузионных процессов может происходить в течение длительного времени.) Однако для разрушения бронирующей оболочки на всей поверхности глобулы вовсе не обязательно проникновение реагента к ней из внутренних областей капли. Процесс разрушения бронирующих оболочек идет весьма эффективно за счет быстрого продвижения молекул поверхностно-активных веществ непосредственно по поверхности капли (см. рис. 7).

Учитывая высокую активность «пестрых» капель и их способность поглощать «белые» капли, легко понять их роль в процессе деэмульсации нефти при длительном транспортировании по трубопроводам. Дробление таких капель в потоке создает чрезвычайно большое количество активных глобул, способных, вследствие многочисленных ударов по каплям пластовой воды, с течением времени разрушить самые прочные из них.

Говоря о дроблении капель, следует отметить, что механическое разрушение бронирующих оболочек на каплях пластовой воды при их дроблении за счет интенсивной турбулизации способствует появлению большого числа «пестрых» глобул (облегчается слияние с «черными», содержащими реагент каплями), лавинообразный рост числа которых обеспечивает быструю деэмульсацию нефти. Этим и объясняется эффективность разрушения эмульсий, турбулизованных перед введением реагента или в его присутствии, на что нами указывалось ранее [81]. Таким образом, механизм доведения подрастворимого реагента до глобул пластовой воды при турбулизации потока в основном состоит в прямом переходе поверхностно-активных веществ на глобулы пластовой воды при столкновении капель и включает ряд последовательно протекающих процессов: сближение капель, деформацию бронирующих оболочек, смачивание и разрушение ее поверхностно-активными веществами в процессе контакта, слияние содержимого капель, сопровождаемое быстрой ликвидацией бронирующих оболочек на других участках капель за счет поверхностных эффектов. Многочисленные столкновения капель, содержащих реагент, с глобулами пластовой воды, не заканчивающиеся на определенном временном интервале их слиянием, приводят к постепенному разрушению бронирующих оболочек на каплях пластовой воды за счет процессов адсорбции, происходящих даже при их кратковременном контакте.

Исключительно важную роль в разрушении эмульсий и доведении реагента до всех капель пластовой воды играют ограничивающие поток оболочки, т. е. стенки аппаратов, труб, насосов и т. д. Благодаря высокой смачивающей способности водные растворы деэмульгаторов при постоянной бомбардировке каплями ограничивающих поток стенок оборудования делают их гидрофильными. В результате на них появляются сначала линзы, а затем сплошная тонкая пленка раствора реагента (рис. 8). При этом происходит это довольно быстро. Капли пластовой эмульсии, сталкиваясь с непо-

движной поверхностью стенок оборудования, например труб, переходят в состав водной пленки. Достигнув критической толщины, эта пленка частично срывается потоком в виде капель, обогащенных реагентом, бронирующая оболочка на которых возникнуть не может. Естественно, что в неподвижные стенки оборудования врезаются капли различного качества: «белые», «черные» и «пестрые». Постоянный обмен каплями со стороны потока и пленки на поверхности оборудования с течением времени обеспечивает возможность доведения реагента практически до любой глобулы, транспортируемой

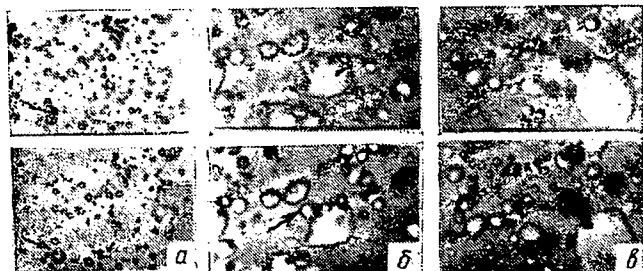


Рис. 8. Разрушение эмульсии на поверхности модели трубопровода.

а — разрушение «пестрых» капель; б — переход капли в состав водной линзы; в — слияние линз.

потоком. Об эффективности процессов разрушения капель на стенках оборудования и возникших на них линзах обогащенной реагентом воды можно судить по данным табл. 5.

Т а б л и ц а 5

Место слияний	Количество слияний, %					
	всего	в том числе				
		черные+ + черные	черные+ + белые	пестрые+ + пестрые	на стенке	с линзой
В потоке	19,6	9,5	9,1	1	—	—
На поверхности	80,4	—	—	—	24,4	56

подавляющее большинство зафиксированных при исследованиях слияний (после турбулизации потока) приходится на стенки и возникшие на них водные линзы. Поэтому стенки трубопровода или другого аппарата могут играть роль не только ограничивающей поток, непроницаемой для жидкости оболочки, но и инверсирующего экрана, активно разрушающего эмульсию и в значительной мере способствующего доведению реагента до каждой глобулы.

На этой основе возможно создание нескольких новых направлений в технологии подготовки нефти. Трудности реализации одного из них ограничиваются лишь подбором режима, обеспечивающего максимальный диффузионный поток глобул на стенку за счет турбулентных пульсаций и броуновской диффузии. Другое направление может быть связано с разрушением эмульсии на смоченных деэмульгатором стенках аппаратов и в тонких зазорах, например, вращающихся барабанов, плоскостей, которые могут быть неподвижными или совершать возвратно-поступательные движения, а также в трубчатых элементах с развитой поверхностью и т. д.

Таким образом, экспериментальные исследования, выполненные методом «меченых» капель с применением микрокино съемки, показали, что при турбулизации эмульсии совместно с реагентом-деэмульгатором протекает сложный комплекс процессов, в том числе: механическое дробление капель, сопровождаемое разрушением их бронирующих оболочек; слияние капель различного качества в результате прямых столкновений в потоке и смешение их содержимого; интенсивное разрушение капель на стенках труб и аппаратов, сопровождаемое образованием водных линз и пленок, периодически срываемых потоком; разрушение бронирующих оболочек капель под воздействием ПАВ за счет миграционных эффектов непосредственно по поверхности капель; равномерное распределение капель различного качества в объеме нефти; накопление поверхностно-активных веществ на бронирующих оболочках капель за счет многократных столкновений до концентраций, приводящих к их разрушению.

§ 6. РАЗРУШЕНИЕ ЭМУЛЬСИИ В СТАТИЧЕСКИХ И ДИНАМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Зоны наиболее эффективного разрушения эмульсии с помощью реагентов-деэмульгаторов были также установлены с применением микрокино съемки [22]. В разбавленную естественную эмульсию был палит тонкодисперсный подкрашенный раствор реагента-деэмульгатора (дисолван 4411). Это позволило наблюдать за процессами коалесценции капель в объеме нефти, в зоне повышенной концентрации (промежуточный слой) и на границе раздела фаз с дренажной водой.

В разбавленных эмульсиях, выдерживаемых в состоянии покоя (содержание воды до 8%), глобулы пластовой воды при комнатной температуре практически не сливаются с каплями реагента и сами капли различного качества сталкиваются весьма редко. Однако капли реагента при столкновении друг с другом сливаются быстро. На первых порах оставалась неясной причина отсутствия процессов слияния глобул пластовой воды с каплями раствора реагента. Можно было полагать, что она кроется в низкой температуре (20° С) проведения опытов. Однако дальнейшие исследования показали, что, хотя температурный фактор и играет важную роль в этих процессах, в данном случае он не являлся решающим. Съемки промежуточного

слоя, отличающегося высокой концентрацией капель воды, среди которых наблюдались включения глобул реагента, показали, что в этой зоне процесс разрушения эмульсии осуществляется с достаточно высокой степенью эффективности (см. рис. 7).

Интенсивный процесс разрушения глобул пластовой воды был отмечен и на границе раздела сред нефть—дренажная вода, где контактирующие с плоской поверхностью дренажных вод капли пластовой воды разрушались довольно быстро. Отсюда, в соответствии с теоретическими представлениями, рассмотренными в предыдущих разделах, вытекало, что на скорость и эффективность разрушения эмульсии большое влияние оказывают время, количество и энергия соударений (сжатия) контактирующих друг с другом капель. Если концентрация таких частиц в нефти была сравнительно низка, глобулы пластовой воды, имеющие прочные бронирующие оболочки из асфальто-смолистых веществ, в результате кратковременных столкновений получали возможность свободно перемещаться в любом открытом для движения направлении, т. е. возникающие в результате флоккуляции агрегаты распадались так же быстро, как и возникали. Это исключало возможность их слияния.

Результаты этих исследований впервые поставили под сомнение возможность проявления в сколько-нибудь значительных масштабах так называемого эффекта «дождевания» при разрушении эмульсий. Исследованиями была установлена также чрезвычайно важная роль в разрушении эмульсии зон повышенной концентрации капель и границы раздела сред нефть — дренажная вода.

Для проверки возможности проявления эффекта «дождевания» в горячих эмульсиях с повышенным содержанием воды над рядом проб обводненных нефтей, плавающих на водной подушке из дистиллированной воды, в течение 2 мин было распылено большое количество подкрашенного реагента (дисолвана), соответствующее его расходу 3 кг/т. Топкодисперсная взвесь окрашенных шариков реагента в течение 5 мин пронизала весь объем взятой для исследования эмульсии и вошла в состав подстилающей ее воды, что было хорошо заметно по изменению окраски водного слоя. По окончании процесса оседания капель, содержащих реагент, были отобраны пробы эмульсии для определения количества оставшейся в ней воды. Предполагалось, что если при столкновении глобул пластовой воды с каплями раствора реагента происходит их слияние и это сопровождается эффектом дождевания, то после распыления реагента остаточное содержание воды в нефти должно снизиться. Однако результаты анализов это не подтвердили (табл. 6).

Остаточное содержание воды в нефти не изменилось ни после 10, ни после 15 мин дополнительного отстоя. Следовательно, слияние глобул пластовой воды с каплями реагентоносителя в объеме нефти в условиях отстоя практически не происходит.

О характере разрушения эмульсии в процессе ее интенсивной турбулизации можно судить из следующих данных. В нагретую до 60° С нефть был введен реагент (дисолван) из расчета 50 г/т.

Эмульсия	Содержание воды в сырье, %	Номер воронки	Содержание остаточной воды (в %) при времени отстоя, мин					
			После дождевания			В контрольной пробе		
			5	10	15	5	10	15
Сулеевская	12,8	1	13,0	13,0	12,8	12,5	12,5	12,3
		2	12,0	11,5	12,3	12,0	12,0	12,0
Тихоновская	18,0	1	—	17,0	17,0	18,0	—	18,0
		2	—	18,0	—	16,5	—	18,0
		3	—	18,0	—	—	18,0	—

Затем нефть была тщательно перемешана в течение 1 мин в мешалке при скорости вращения 900 об/мин и оставлена на 14 мин для отстоя. После этого в пробах нефти определяли остаточное содержание воды стандартным методом. В другую группу отстойников была помещена нефть, которую перемешивали 10 мин, но отстаивали только 5 мин. В обоих случаях суммарное время обработки составляло 15 мин. Но со снижением времени отстоя нефти при предварительном интенсивном разрушении глобул воды в присутствии реагента за счет турбулизации эмульсии качество полученной нефти оказалось лучше почти вдвое (табл. 7).

Т а б л и ц а 7

Серия опытов	Содержание воды в сырье, %	Расход реагента, г/т	Перемешивание, мин	Отстой, мин	Содержание остаточной воды, %
1	12,6	50	1	14	5,7
2	То же	То же	10	5	3,9

Значит, на интенсивность разрушения эмульсии влияет не столько время отстоя, как фактор разделения несмешивающихся жидкостей, всегда учитываемый при разработке проектов установок по подготовке нефти, сколько гидродинамический эффект, проявляющийся в разрушении глобул воды при интенсивной турбулизации потока, который, к сожалению, в расчет ни в одном из проектов ранее не принимался. По мере развития этих идей и их всесторонней проверки было решено повторить опыты, но уже при более умеренном перемешивании эмульсии вручную. При этом было отмечено высокое остаточное содержание воды в нефти. Этими опытами еще раз было подтверждено, что снижение уровня турбулентности и уменьшение энергии соударения капель приводят к ухудшению результатов.

Оценка влияния гидродинамического фактора на интенсивность разрушения эмульсии и глубину обезвоживания нефти была проведена и в следующей, более близкой к производственным условиям серии опытов. Для этой цели на специально сконструированной установке подогретые до 50—75° С пробы эмульсии с добавленным в них (из расчета 30—40 г/т) реагентом — дисолваном 4411 (табл. 8) подвергались встряхиванию и вращению в двух плоскостях, обеспечивающим смену границы раздела фаз нефть—вода из нижнего ее положения в верхнее. Эксперименты проводились в водяной бане, в которой поддерживалась постоянная температура. Время перемешивания нефти на установке изменяли от 10 до 30 мин. Одновременно ставили контрольные воронки, обеспечивающие отделение воды от нефти в статических условиях. Суммарное время обработки реагентом проб эмульсии (перемешивание плюс отстой) было одинаковым.

Т а б л и ц а 8

И.мер опыта	Содержание воды в сырье, %	Расход дисолвана 4411, г/т	Температура, °С	При вращении		В статике	
				Время перемешивания, мин	Содержание остаточной воды, %	Время отстоя, мин	Содержание остаточной воды, %
1	12,0	40	65—70	10	Следы	10	6,4
				15		10	6,0
2	14,8	40	60	15	0,42	15	6,2
				15	0,36	15	5,6
3	14,6	40	50	20	0,4	20	4,3
				20	0,72	20	4,8
4	14,8	30	65—70	15	0,12	15	5,2
				15	0,24	15	4,4
5	14,8	30	60	20	0,24	20	5,0
				20	0,48	20	5,2
6	14,6	30	50	30	0,6	30	5,6
				30	0,48	30	6,0

Результаты опытов подтверждают правильность сделанных выводов об исключительной важности гидродинамического фактора в процессе разрушения эмульсии и необходимости его учета при разработке технологических процессов подготовки нефти. В самом деле, при разрушении эмульсии в динамике остаточное содержание воды в нефти в среднем определяется величиной порядка 0,3%, а при проведении опытов в статике — 5%. Из табл. 8 видно, что продолжительность действия гидродинамического фактора изменялась от 10 до 30 мин и при этом были получены положительные результаты. Данные табл. 8 говорят и о том, что с увеличением температуры улучшается качество обработанной нефти. Вопрос о рациональном времени действия гидродинамического фактора

должен решаться каждый раз конкретно, в зависимости от стойкости эмульсии, типа применяемого реагента и температуры нагрева.

В другой серии опытов были поставлены на отстой нагретые до 70°C три группы проб эмульсии с введенным в них реагентом, которые предварительно перемешивались в мешалке со скоростью 160, 300, 650 об/мин. Время перемешивания изменялось от 0 до 15 мин. О динамике разрушения эмульсии судили как по количеству воды, отстаившейся от нефти через определенные интервалы времени, так и по ее остаточному содержанию в нефти (рис. 9—10).

По характеру изображенных на графиках кривых можно сделать три весьма важных вывода. При интенсивном перемешивании эмульсии с реагентом, моделирующим резко выраженный турбулентный режим движения нефти, глубина ее обезвоживания, при прочих равных условиях, выше, чем при слабом турбулентном режиме.

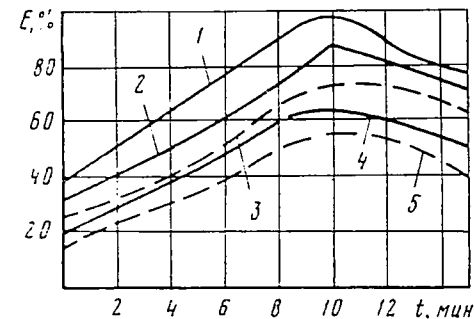


Рис. 9. Зависимость глубины обезвоживания (E) эмульсии от времени перемешивания (t) для скорости вращения вала мешалки 650 об/мин.

1—5 — время отстоя соответственно 180, 120, 90, 60, 30 мин.

В этих опытах оптимальным временем перемешивания оказалось 10 мин (это время перемешивания уже нагретой до 65°C эмульсии).

Результаты всех рассмотренных выше опытов убедительно доказали, что не всякое перемешивание в присутствии реагента, как это полагали раньше, приводит к вредному дроблению эмульсии в такой степени, чтобы это обуславливало повышение ее стойкости. Этот вывод оказывается справедливым даже для условий относительно длительного перемешивания, которое, однако, также имеет свой предел. Рассмотрим эти вопросы несколько подробнее.

На рис. 10 представлен график влияния времени перемешивания при различной степени турбулентности на глубину обезвоживания ромашкинской нефти. Очевидно, что для каждой степени турбулизации потока существует оптимальное время движения эмульсии в таком режиме. В пределах этого времени глубина обезвоживания оказывается максимальной. Например, при скорости вращения мешалки $n = 160$ об/мин оптимальное время перемешивания составляет 7 мин. Глубина обезвоживания нефти после двухчасового

При интенсивном перемешивании эмульсии с реагентом, моделирующим резко выраженный турбулентный режим движения нефти, глубина ее обезвоживания, при прочих равных условиях, выше, чем при слабом турбулентном режиме.

Влияние гидродинамического фактора на глубину разрушения эмульсии при различном времени воздействия и слабо выраженном турбулентном режиме проявляется неудовлетворительно.

При четко выраженном турбулентном режиме влияние гидродинамического фактора на глубину разрушения эмульсии при различном времени воздействия имеет оптимум.

отстоя составляет около 60%. При увеличении времени турбулизации потока до 15 мин глубина обезвоживания снижается до 45%. При вращении мешалки со скоростью порядка 300 об/мин максимальная глубина обезвоживания 95% была достигнута через 15 мин турбулизации. При увеличении скорости вращения до 650 об/мин и турбулизации нефти в течение 10 мин глубина обезвоживания составила 88%.

Из результатов этих исследований видно, что фактор турбулентности и продолжительность его воздействия оказывают значительное влияние на эффективность разрушения эмульсии. Таким образом, вопрос о том, каким должен быть режим движения эмульсии для ее более эффективного разрушения, решается в пользу динамики.

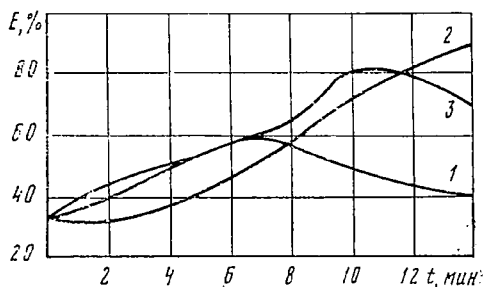


Рис. 10. Влияние времени перемешивания (t) на глубину обезвоживания (E) при различном уровне турбулентности. 1—3 — скорость вращения мешалки соответственно 160, 300, 650 об/мин.

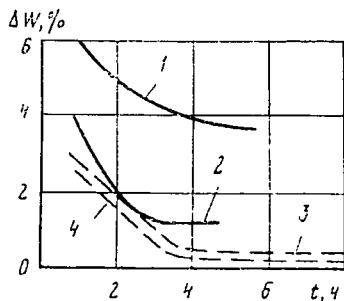


Рис. 11. Степень обезвоживания эмульсии в динамических и статических условиях.

ΔW — остаточное содержание воды; t — время обработки.

Технология подготовки нефти, основанная на стремлении создать идеальные условия для отстоя обработанной реагентом эмульсии, должна уступить место более эффективным методам разрушения эмульсии с использованием гидродинамических эффектов.

Еще более наглядно разница в глубине разрушения эмульсии, обрабатывавшейся в статических и динамических условиях, видна из следующих данных. После кратковременного смешения нагретой эмульсии с реагентом ее ставили на отстой. Другую пробу, моделируя движение обработанной реагентом нефти по трубопроводам, сначала интенсивно перемешивали и затем ставили на отстой на 1 ч. Суммарное время движения и отстоя нефти при проведении опытов в динамике принималось равным времени отстоя нефти, обезвоживаемой в условиях статики. Результаты исследований представлены на рис. 11. На оси абсцисс для получения сопоставимых данных отложено время отстоя нефти (кривые 1—2, опыты в статике) и суммарное время перемешивания и отстоя (кривые 3—4, опыты в динамике). Температура проведения опытов 18—20° С, расход реагента 30 г/т (кривые 1, 3) и 40 г/т (кривые 2, 4).

Процесс разрушения эмульсии и последующее отделение воды от нефти осуществляются с большой степенью эффективности после предварительного многочасового перемешивания эмульсии (кривые 3, 4) по сравнению с обычным отстаем обработанной реагентом эмульсии в течение такого же времени (кривые 1, 2). В опытах (кривые 3 и 4) изменение нормы расхода реагента с 40 до 30 г/т незначительно сказалось на результатах. Достигнуто глубокое обезвоживание обработанной реагентом эмульсии, что указывает на полноту использования реагента. Характерно, что такое глубокое обезвоживание нефти (остаточное содержание воды менее 1%) было достигнуто при сравнительно низкой температуре. При обезвоживании нефти обычными «классическими» методами снижение нормы расхода реагента в тех же пределах привело к резкому ухудшению качества обработки нефти и увеличению содержания воды в ней от 1 до 4%.

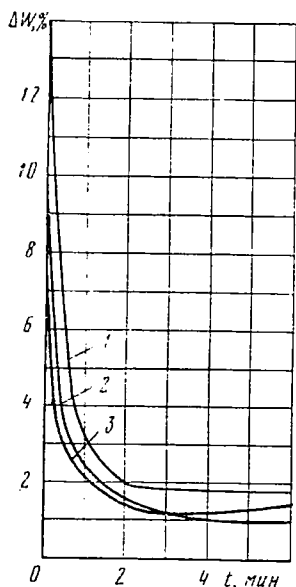


Рис. 12. Влияние времени турбулизации эмульсии на длительность отстоя, обеспечивающего одинаковую степень обезвоживания.

Из нефтей: 1 — чишминской; 2 — миннибаевской; 3 — азнакаевской.

турбулизации принимали 2, 4, 6, 8, 10, 12 и 20 мин. Диаметр турбинки мешалки 24 мм, высота — 20 мм; угол наклона турбинок 30°, скорость вращения 1000 об/мин. Параллельно ставили контрольные опыты для наблюдения за динамикой разрушения эмульсии с введенным в нее реагентом в условиях покоя. Время отстоя проб нефти принимали одинаковым. Часть проб выдерживали в бане до полного отстоя. О влиянии времени турбулизации на степень обезвоживания можно судить по характеру кривых рис. 12.

Опыты с эмульсией из азнакаевской нефти показали, что при турбулизации нагретой нефти в течение 2 мин время отстоя для достижения остаточного содержания воды около 0,38% оказалось одинаковым с временем отстоя в условиях статике. При увеличении

времени турбулизации до 4 мин необходимо время отстоя сокращается до 25 мин; интенсивное перемешивание нефти в течение 6 мин обеспечивает снижение времени отстоя уже до 10 мин. Дальнейшее увеличение времени турбулизации проб нефти на продолжительности отстоя практически не сказывается. Таким образом, 6-минутная турбулизация нагретой до 50° С эмульсии с введенным в нее реагентом-деэмульгатором позволяет снизить время отстоя в 6—7 раз при одновременном некотором улучшении качества подготавливаемой нефти.

Аналогичные результаты были получены в опытах с эмульсией из миннибаевской нефти. Так, при 2-минутной турбулизации эмульсии время отстоя (остаточное содержание воды 1,1%) составляло 90 мин, а при отстое нефти в условиях покоя время, необходимое для достижения такой же глубины обезвоживания, составляло 3 ч. Перемешивание эмульсии в течение 4 мин обеспечивает отделение основной части воды от нефти за 50 мин (остаточное содержание воды 0,42%). Дальнейшее увеличение времени турбулизации до 8—10 мин сокращает необходимое время отстоя до 5—10 мин при одновременном резком улучшении качества (содержание солей 500 мг/л против 1500 мг/л).

Как и ожидалось, опыты с эмульсиями из сулевской и кама-исмагиловской нефтей имели несколько иные результаты. Увеличение времени турбулизации эмульсии из сулевской нефти от 2 до 12 мин к уменьшению времени отстоя не привело. Это объясняется как высоким содержанием воды в нефти (около 30%), так и интенсивным перемешиванием эмульсии. Высокое содержание воды в нефти обуславливает высокую вероятность взаимного столкновения и слияния глобул в течение самого короткого времени. Вместе с тем сулевская эмульсия характеризовалась большим размером глобул и при перемешивании диспергировалась, что нейтрализовало эффект от введения реагента в каждую глобулу. Это говорит о том, что крупнодисперсные эмульсии в интенсивной турбулизации не нуждаются.

Таким образом, турбулизация стойких эмульсий в условиях нагрева значительно уменьшает время отделения воды от нефти и открывает широкие возможности по повышению производительности действующих установок. О существовании оптимального уровня турбулизации потока можно судить по лабораторным данным (рис. 13). Сравнивая ход кривых, можно сделать вывод, что для достижения высокой глубины обезвоживания нефти степень турбулентности потока, характеризуемая числами $Re = 1500—2000$, явно недостаточна. Не привело к увеличению глубины обезвоживания

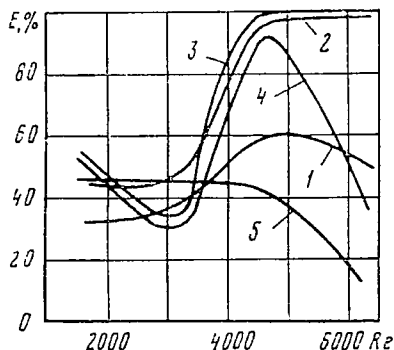


Рис. 13. Зависимость глубины обезвоживания E от чисел Рейнольдса при перемешивании.

1—5 — время перемешивания соответственно 1, 5, 10, 20 и 30 мин.

при данном уровне турбулентности потока и увеличение времени турбулизации. Так, глубина обезвоживания нефти оказалась не выше 60%. При повышении скорости вращения турбинки мешалки до 3000—4000 об/мин и увеличении числа Re до 5000 глубина обезвоживания нефти при последующем отстое резко возросла (99—100%).

Весьма характерно, что кривые 2 и 3 имеют максимум по глубине обезвоживания при времени перемешивания 5 и 10 мин соответственно. Дальнейшее возрастание времени турбулизации эмульсии до 30 мин привело к ухудшению результатов.

Наибольший эффект за счет турбулизации потока достигается при обработке стойких эмульсий, средний диаметр глобул которых меньше среднего диаметра капель воды в нефти, которые могут существовать при данной степени турбулентности. Однако если средние размеры капель обрабатываемой эмульсии значительно превышают средний устойчивый диаметр капель воды, то эффект гидродинамического воздействия окажется нейтрализован процессом дробления капель эмульсии и для интенсификации процесса разрушения эмульсии необходимо будет подобрать более мягкий режим турбулизации.

В пользу целесообразности турбулизации потока и предварительного укрупнения капель перед поступлением эмульсии на отстой свидетельствуют и следующие результаты расчета скоростей оседания глобул пластовой и пресной воды в зависимости от их размеров и температуры. Эти два параметра неодинаково влияют на скорость оседания глобул на дно отстойных аппаратов или на границу раздела фаз нефть—слой дренажной воды. Так, для глобул пресной воды размером 1 мк при увеличении температуры от 20 до 100° С скорость оседания возрастает в 6 раз, а при сохранении температуры без изменения, но увеличении глобул до 100 мк — в 10000 раз. Такая же закономерность отмечается и для глобул пластовой воды. Разница состоит лишь в том, что глобулы пластовой воды (плотность 1,1778 г/см³) могут оседать на дно аппаратов быстрее, чем пресной. Отсюда следует, что управление процессом укрупнения глобул пластовой воды при деэмульсации нефти является более эффективным, чем повышение ее температуры. Так, если для достижения определенной скорости оседания в нефти глобул пластовой воды диаметром 10 мк необходимо поддерживать температуру 75° С, то для глобул размером 20 мк — всего лишь 20° С.

Таким образом, перспективы низкотемпературной деэмульсации нефти связаны с решением вопроса укрупнения глобул пластовой воды перед ее отстоем. Наиболее экономично эта задача может быть разрешена с помощью промысловых трубопроводов-каплеобразователей, транспортирующих нефть к резервуарам товарных парков, и специально смонтированных трубопроводов-каплеобразователей на установках по подготовке нефти.

Следующая серия исследований, выполненных в лабораторных условиях, существенно отличается от предыдущих. Она дает возможность оценить особо благоприятные условия, в которых действие

Содержание воды в сырье, %	Расход диспергатора 4411, г/т	Температура, °С	Модель трубопровода						Опыты в статике	
			Горизонтальная			Вертикальная			Время отстоя, мин	Содержание остаточной воды, %
			Время про-ходжения через трубку, мин	Время отстоя, мин	Содержание остаточной воды, %	Время про-ходжения через трубку, мин	Время отстоя, мин	Содержание остаточной воды, %		
14,8	30	50	30	45	0,21	30	15	3,2	45	2,8
15,2	30	50	30	15	0,4	30	15	3,6	45	4,0
14,0	30	50	30	15	0,48	30	15	3,8	45	3,2
14,2	30	60	30	15	0,12	30	15	2,0	45	2,6
14,2	30	60	30	15	0,27	30	15	2,4	45	2,8
14,4	30	60	30	15	0,48	30	15	2,2	45	2,4
12,4	30	70	30	15	0,24	—	—	—	45	2,2
12,4	30	70	30	15	0,54	—	—	—	24	2,6

гидродинамического фактора оказывается наиболее эффективным при движении эмульсии в трубопроводах.

Сущность опытов состояла в следующем. Проба равномерно перемешанной эмульсии с введенным в нее реагентом (табл. 9) была разделена на три части. Одну часть поместили в отстойники для отделения воды от нефти обычным способом, а две другие были пропущены через модели трубопроводов диаметром 8 мм и длиной 20 м, смонтированных в горизонтальной и вертикальной плоскостях; время движения эмульсии по модели трубопровода 30 мин (рис. 14). Предполагалось выяснить, как проявит себя гидродинамический фактор при отсутствии условий для расслоения эмульсии в трубопроводе при ламинарном режиме ее движения. Наиболее высокое остаточное

содержание воды в нефти оказалось при отстое эмульсии в статических условиях и движении ее по модели вертикального трубопровода. Плохое расслоение эмульсии в статических условиях можно объяснить отсутствием достаточно сильных соударений глобул пластовой воды с шариками распыленного реагентоносителя в зоне

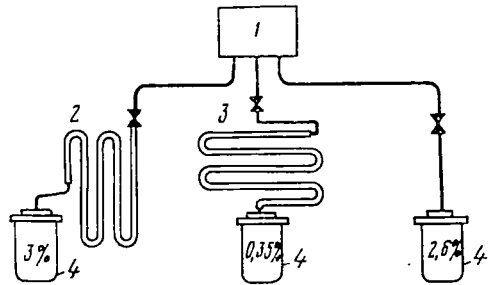


Рис. 14. Схема установки для определения влияния гидродинамического фактора на глубину обезвоживания нефти.

1 — емкость с исходной эмульсией (содержание воды 14%); 2, 3 — соответственно вертикально и горизонтально расположенные трубопроводы; 4 — отстойник 3; 0,35; 2,6% — остаточное содержание воды в нефти

их повышенной концентрации (граничный слой). Недостаточная эффективность разрушения эмульсии в модели вертикального трубопровода объясняется практическим отсутствием для глобул эмульсии возможности образовать такой промежуточный слой. Разрушение эмульсии осуществлялось в основном при соударении глобул у вертикальных стенок модели труб и столкновении глобул с пленочной водой, возникшей на этих стенках.

Движение эмульсии в горизонтальном трубопроводе обуславливает возможность образования не только границы раздела фаз нефть—вода, но и возникновение промежуточного слоя, характеризующегося высокой концентрацией глобул пластовой эмульсии, что создает условия для их тесного контакта и последующего разрушения. Возможность возникновения промежуточного слоя в движущемся потоке обусловлена распределением частиц в потоке по вертикали под действием сил гравитации в соответствии с выражением

$$n = Be^{-mgh/kT},$$

где n — число частиц с массой m по высоте h ; B и k — соответственно константа Больцмана и опытный коэффициент.

Сущность более эффективной работы горизонтального трубопровода по сравнению с его вертикальными участками состоит в концентрации наиболее крупных капель эмульсии в центральной части потока, где скорость его наибольшая. Это явление объясняется параболической эпюрой скорости по сечению потока и движением капель под воздействием составляющей скорости, увлекающей крупные частицы из области меньших в зоны более высоких скоростей. Такое явление наблюдается и в горизонтальных, и в вертикальных трубопроводах, в связи с чем в контакт с поверхностью трубопровода входят в основном наиболее мелкие капли. Но в горизонтальном трубопроводе этим тенденциям противостоит гравитация. Поэтому оказывается возможным появление граничного слоя и подстилающей пленки воды.

Другими словами, горизонтальный трубопровод оказывается более универсальным, так как при движении по нему эмульсии обеспечивается контакт со стенками как крупных, так и мелких капель. При движении на большие расстояния эффект оттеснения в зону контакта со стенками трубопровода мелких капель обуславливает возможность глубокого разрушения эмульсии за счет наиболее трудно разрушаемой ее части. Это и проявляется в возможности более глубокого обессоливания нефти на НПЗ, наиболее удаленных от промыслов.

Количественно эффективность разрушения эмульсии на границе раздела фаз нефть—дренажная вода оценивали следующим образом. Пробы эмульсий трех типов разделили на две группы. Одну из них поместили на водную подушку, представляющую раствор деэмульгатора, а в другую деэмульгатор был введен обычным способом и водная подушка не предусматривалась. Затем обе группы проб ставили

на 4 ч на отстой в термостат при 60—70° С, после чего обычным методом в них определяли остаточное содержание воды. Эмульсия первой группы могла разрушаться только на границе раздела фаз, а второй группы — в объеме нефти, в промежуточном слое и на границе раздела фаз. Таким образом, была получена возможность оценить степень деэмульсации нефти в условиях классического отстоя за счет работы только границы раздела фаз, с одной стороны, и промежуточного слоя вместе с объемом нефти — с другой (табл. 10).

Из табл. 10 видно, что половина всех процессов, приводящих к разрушению эмульсии и отделению воды от нефти, в условиях обычного отстоя происходит на границе раздела фаз нефть—дренажная вода. Следовательно, развитая гидрофильная поверхность является весьма эффективным техническим средством интенсификации разрушения эмульсии, что находится в полном согласии с рассмотренными выше теоретическими предпосылками.

Еще больше на разрушение эмульсии влияет вибрирующая граница раздела фаз [22, 54, 56, 57].

В результате лабораторных и промысловых исследований [22, 85, 88], в процессе которых осуществлялось импульсное воздействие на границу раздела фаз со стороны водной среды, было установлено, что процесс расслоения эмульсии ускоряется на 20—25%. При равном времени отстоя качество обработанной нефти улучшается на 20% [22]. При возмущении границы раздела сред со стороны нефти положительного эффекта по вполне понятным причинам получено не было. В результате промышленной проверки этой идеи непосредственно на действующей установке [54] было достигнуто улучшение качества нефти в 2—4 раза; производительность отстойника в зависимости от качества обезвоженной нефти возрасла в 1,8—1,5 раза. Производительность отстойной аппаратуры при импульсном воздействии на границу раздела сред нефть—вода может быть оценена по следующей формуле [54]:

$$Q = 2,56b^2 + 17,5b + 43,$$

где Q — расход жидкости через отстойник, м³/ч; b — заданное остаточное содержание воды в нефти, %.

Подача сырья в водоотделительные устройства под уровень раздела фаз является одним из наиболее эффективных способов, причем качество товарной нефти улучшается при многократной подаче. Об этом свидетельствует серия специально проведенных опытов, сущность которых состоит в том, что пробы эмульсии воды в нефти

Т а б л и ц а 10

Эмульсия	Количество воды, %	
	в объеме нефти и промежуточном слое	на границе раздела фаз
Азпакаевская ¹ .	44	56
Сулеевская ² . .	57	43

¹ Расход реагента 20 г/т.

² Расход реагента 40 г/т.

пропускались через четыре последовательно соединенных отстойника таким образом, что нефть в первый из них поступала под уровень раздела фаз нефть—дренажная вода и отводилась затем из него под уровень дренажной воды следующего отстойника и т. д. Общее время движения нефти составляло 55 мин. Поскольку поток нефти был непрерывным, в каждом отстойнике нефть находилась одинаковое время.

Для контроля были поставлены опыты с другой группой отстойников, в которых не было дренажной воды. Методика подготовки пробы нефти с реагентом от других опытов не отличалась. Одновременно с этим две другие группы опытов позволяли сделать заключение об эффективности разрушения эмульсии в условиях классического отстоя и сочетания ввода эмульсии под слой дренажной воды с предварительным разрушением эмульсии в моделях трубопроводов [22]. Общее время от начала проведения опытов до момента отбора проб также составляло 55 мин. Результаты исследований представлены в табл. 11.

Таблица 11

Серия опыта	Отстойник	Содержание остаточной воды, %			
		в опытах в статике	при прохождении через отстойники		при прохождении через модель трубопровода и отстойники с дренажной водой
			без дренажной воды	под слой дренажной воды	
I	1	—	8,0	8,8	—
	2	—	4,0	4,0	—
	3	—	2,0	0,96	—
	4	2,6	1,08	0,72	—
II	1	—	8,2	7,2	0,24
	2	—	4,0	3,2	—
	3	—	1,2	0,66	—
	4	2,4	1,2	0,48	—
III	1	—	8,8	9,6	0,12
	2	—	3,6	1,2	0,24
	3	—	1,8	0,84	—
	4	2,8	0,96	0,42	—

Интересно, что после однократной промывки остаточное содержание воды всегда (после первого отстойника) оказывалось таким же, как и при подаче нефти под уровень дренажных вод. Это объясняется сравнительно высокой скоростью движения нефти и тем, что в первом отстойнике успела отделиться грубодисперсная часть эмульсии, которая во всех пробах была распределена равномерно. Пробы, отобранные в трех последующих отстойниках, показали четкую выраженную тенденцию к снижению остаточного содержания воды в нефти, следовательно, к улучшению ее качества. Опыты проводили при температуре 70° С; расход реагента (дисолван 4411) 45 г/т; содержание воды в сырье 26; 0; 28,8%.

Из этих опытов следует, что при многократной промывке действительно улучшается качество товарной нефти. Причем наилучшие

результаты были получены при предварительном пропускании нефти через модель трубопровода. При этом остаточное содержание воды в нефти изменялось от «следов» до 0,24%. В то же время пробы обычным образом отстаивавшейся нефти показали высокое содержание остаточной воды (от 2,4 до 2,8%).

§ 7. РАЗРУШЕНИЕ ЭМУЛЬСИИ В ПРИСТЕННОМ СЛОЕ

С целью изучения влияния процессов разрушения эмульсии на стенках сосудов при турбулизации потока на глубину и темпы обезвоживания нефти были выполнены исследования с нефтью, обводненной до 15%. Смешение проб эмульсии с деэмульгатором (из расчета 50 г/т) и турбулизацию потока проводили в сосудах различного диаметра (172, 85 и 70 мм) лабораторной мешалкой в течение 1 мин со скоростью 1000 об/мин. Равный уровень в сосудах обеспечивал одинаковую глубину погружения мешалки в объем нефти. После турбулизации пробы нефти в делительных воронках ставили для отстоя в термостат при температуре 50° С. Динамика отстоя и остаточное содержание воды приведены в табл. 12 и на рис. 15.

Таблица 12

Диаметр сосуда, мм	Отстой воды (в %) за время, мин									Содержание остаточной воды, %
	15	30	60	90	120	150	180	210	240	
70	3,7	6,0	12,7	14,7	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	0,12
85	2,5	5,0	10,0	12,5	13,5	15,0	15,0	15,0	15,0	Следы
172	0,6	4,0	8,7	10,2	12,2	14,0	14,0	14,0	14,0	0,6

Наиболее интенсивно отстой происходит в сосуде наименьшего диаметра. В этой пробе отделение основной массы воды происходит за 90 мин. В менее быстром темпе, с отставанием на полчаса, отделялась вода из пробы сосуда диаметром 85 мм. Наиболее медленно, особенно в первые два часа, происходило выделение воды из пробы сосуда наибольшего диаметра. Максимальный отстой в этой пробе наблюдался лишь через 150 мин. Поэтому бесспорным является не только то, что влияние процесса разрушения эмульсии на стенках сосудов на скорость деэмульсации нефти велико, но и то, что понятие перемешивания эмульсии включает процесс ее разрушения на стенках сосуда за счет центробежных эффектов, что может и должно учитываться при конструировании аппаратов для деэмульсации нефти. Эти же явления должны учитываться и для правильной оценки возможности изменения реологических свойств и стойкости эмульсий в процессе их транспортирования по протяженным коммуникациям.

Во второй серии исследований, проводимых с целью оценки влияния стенок сосуда на разрушение водонефтяных эмульсий, отсутство-

вали центробежные составляющие скорости, способные доставить капли до стенок сосуда. Эффективность разрушения эмульсии на стенках сосудов определяли в условиях статики путем замера количества воды, выделяющейся на стенках сосуда и в объеме нефти при ее отстое. Для этого использовали специально изготовленную делительную воронку. Вода, выделяющаяся на стенках при отстое, отбиралась через кольцевое углубление с боковыми отводами, выделяющаяся из объема нефти — через нижний отвод. Для предотвращения попадания в кольцевое углубление воды, выделившейся из объема нефти, вставляли специальную воронку, отводящую этот объем воды на дно сосуда и обеспечивающую кольцевую щель шириной

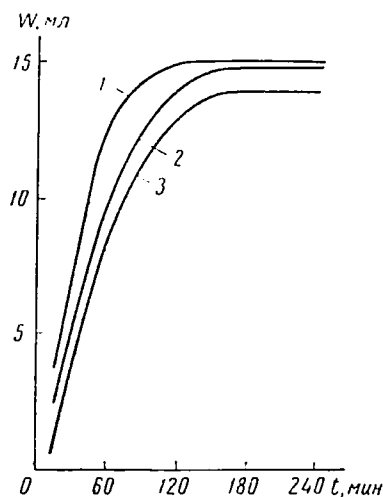


Рис. 15. Динамика отделения воды от нефти при турбулизации эмульсии в сосудах разных диаметров и последующем отстое.

1—3 — диаметры сосудов 70, 85, 100 мм соответственно.

диффузии и последующего разрушения капель выделилось от 28 до 40% воды (в среднем около 35%) от ее общего первоначального содержания в нефти. Отсюда следует, что пристенный эффект разрушения эмульсии в 10 раз выше объемного, что необходимо учитывать при проектировании оборудования, предназначенного для деэмульсации нефти. С учетом такой высокой эффективности разрушения на стенках оборудования в присутствии реагента глобул пластовой воды был выполнен ряд экспериментов для исследования возможности интенсификации разрушения эмульсии в оборудовании специальной конструкции. Отстой эмульсии осуществляли в делительных воронках, заполненных по всему объему стеклянными трубками диаметром 5 мм и длиной, равной высоте воронки. Параллельно ста-

Таблица 13

Количество воды, выделившейся		
в объеме нефти, %	на стенках сосуда	
	%	от общего количества выделившейся воды, %
15,0	6,0	28,6
9,5	6,3	40,0
11,0	7,5	40,5
10,0	4,5	31,0
Среднее	—	35,0

0,25 мм. Площадь зазора составляла 4,74 от поперечного сечения сосуда, применяемого для отстоя эмульсии. Результаты опытов приведены в табл. 13 (содержание воды в сырье составляло 30%).

На стенках сосуда в условиях покоя за счет броуновской диф-

вили пробы для отстоя в обычных делительных воронках. Воронки с пробами нефти помещали горизонтально для отстоя в термостате. Эмульсию нефти, обводненной до 30%, предварительно подогревали до температуры отстоя, перемешивали в течение 1 мин лабораторной мешалкой с дисолваном 4411 из расчета 30 г/т и ставили для отстоя на 15, 30, 45 и 60 мин. Температура подогрева и отстоя в двух сериях опытов была принята соответственно 30 и 40° С. Результаты исследований приведены в табл. 14, откуда видно, что с течением времени количество выделяющейся на дно сосудов воды возрастает. Причем в пробах помещенных в воронки, снабженные коалесцирующими трубками, количество отстоя гораздо выше, чем в обычных параллельных пробах. Остаточное содержание воды в нефти при разных интервалах отстоя при использовании воронок, снабженных коалесцирующими трубками, несколько ниже содержания воды в нефти, отстаивавшейся в обычных воронках.

Таблица 14

№ п/п	Содержание воды в сырье, %	Температура отстоя, °С	Отстой воды (в мл) за время, мин				Содержание остаточной воды, %
			25	30	45	60	
1	28,0	30,0	23,0	—	—	—	11,2
2	28,0	30,0	20,0	—	—	—	16,0
3	28,0	30,0	—	28,0	—	—	5,6
4	28,0	30,0	—	19,0	—	—	20,0
5	28,0	30,0	—	—	37,0	—	3,2
6	28,0	30,0	—	—	27,5	—	11,2
7	28,0	30,0	—	—	—	38,0	4,8
8	28,0	30,0	—	—	—	28,0	9,6
9	32,0	30,0	37,0	—	—	—	9,6
10	32,0	30,0	35,0	—	—	—	12,8
11	32,0	30,0	—	38	—	—	8,8
12	32,0	30,0	—	31,0	—	—	13,6
13	32,0	30,0	—	—	48,0	—	1,2
14	32,0	30,0	—	—	31,5	—	15,2
15	32,0	30,0	—	—	—	36,0	8,0
16	32,0	30,0	—	—	—	30,0	14,4
17	29,6	40,0	31,0	—	—	—	12,0
18	29,6	40,0	23,0	—	—	—	20,0
19	29,6	40,0	—	39,0	—	—	7,2
20	29,6	40,0	—	32,0	—	—	16,8
21	29,6	40,0	—	—	48,0	—	0,0
22	29,6	40,0	—	—	37,0	—	12,0
23	29,6	40,0	—	—	—	49,0	2,4
24	29,6	40,0	—	—	—	45,0	3,0

Примечание. Нечетные воронки заполнены стеклянными коалесцирующими трубками.

Процессы разрушения глобул воды на стенках аппаратов наблюдались и при измерении вязкости эмульсий ротационным вискозиметром марки «Реотест». Отмечалось снижение вязкости эмульсий,

обработанных дисолваном 4411, особенно при повышенных температурах, что обусловлено выделением воды.

Для более детального исследования этого явления и установления возможности интенсификации процессов деэмульсации нефти за счет разрушения глобул в тонких слоях были выполнены специальные исследования, в процессе которых измеряли вязкость эмульсии и определяли последующую динамику ее расслоения при температуре 20° С (рис. 16). Поверхности измерительных цилиндр-

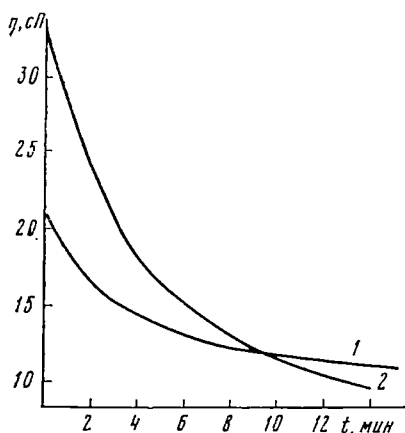


Рис. 16. Изменение вязкости эмульсии вследствие ее разрушения в тонком зазоре при вращении ротора вискозиметра.

1, 2 — эмульсии, соответственно обводненные до 20 и 31,2%.

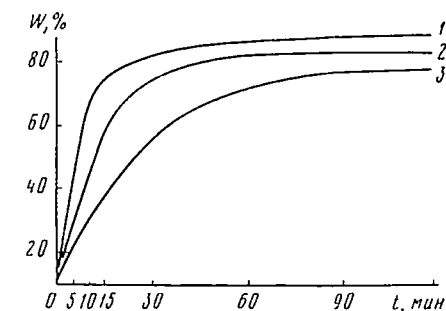


Рис. 17. Изменение количества выделившейся воды в зависимости от времени вращения ротора вискозиметра.

1 — 3 — для 10, 5 и 1 мин вращения ротора соответственно.

ров вискозиметра обрабатывали 2%-ным раствором дисолвана 4411. После испарения воды на поверхности цилиндров и образования поверхностно-активного слоя дисолвана определяли зависимость

Т а б л и ц а 15

Продолжительность вращения, мин	Количество выделившейся воды (в % от общего содержания) при времени отстоя, мин								Содержание остаточной воды, %
	0	5	10	15	30	60	90	120	
1	10,1	23,4	25,4	35,6	56,0	71,2	76,4	76,4	9,4
2	13,5	13,5	26,9	33,7	60,6	74,0	80,8	80,8	5,7
3	12,7	12,7	12,8	25,7	51,5	70,8	77,2	77,2	7,1
4	0,0	0,0	16,3	21,8	71,0	79,5	79,5	79,5	6,7
5	11,6	32,1	34,3	57,9	75,0	80,9	80,9	80,9	6,6
6	11,4	22,8	34,2	39,9	79,8	79,8	79,8	79,8	7,1
7	12,5	18,6	25,0	37,6	62,8	81,5	81,5	81,5	5,9
8	31,2	37,5	43,8	50,0	56,5	87,5	87,5	87,5	4,0
9	14,2	28,4	35,4	71,2	71,2	71,2	78,2	85,5	4,1
10	13,4	33,4	67,0	74,0	80,5	80,5	87,5	87,5	3,8

глубины и темпов отделения воды от времени обработки эмульсии вращением в тонком зазоре.

Была принята следующая методика исследований. При включении прибора и затем по мере изменения вязкости с увеличением времени вращения измерительного цилиндра фиксировали ее значение; по окончании опытов было измерено количество выделившейся воды и определено ее остаточное содержание в нефти (содержание воды в нефти 31,2%). Пробы эмульсии обрабатывали в тонком зазоре (0,4 мм) от 1 до 10 мин при постоянной скорости вращения внутреннего цилиндра. Затем их переливали в отстойник для замера количества выделяющейся воды в течение заданного времени при комнатной температуре. С первых минут вращения во всех пробах отмечается появление воды, количество которой с увеличением времени вращения возрастает (табл. 15, рис. 17).

Таким образом, новый способ разрушения эмульсии может быть с высокой степенью эффективности использован в технологии подготовки нефти и при конструировании высокопроизводительных деэмульсаторов непрерывного действия. Кроме того, при применении его показана возможность оценки стойкости обработанной реагентом эмульсии по изменению ее вязкости на ротационном вискозиметре.

**СОВМЕЩЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ
ПРИ СБОРЕ И ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ**

К первой группе технологически совместимых по времени и режиму осуществления процессов при движении эмульсии по трубопроводам промысловых систем сбора и другим коммуникациям относятся следующие процессы: нейтрализация вредной работы трубопроводов по образованию стойких эмульсий; разрушение бронирующих оболочек на каплях глобул пластовой воды за счет эффектов дробления; доведение реагента до каждой глобулы за счет последовательно протекающих процессов дробления и слияния капель; разрушение бронирующих оболочек и десорбция составляющих их компонентов поверхностно-активными веществами; укрупнение капель пластовой воды; расслоение потока на нефть и воду; улучшение качества подготовленной нефти за счет гидродинамических эффектов; снижение вязкости транспортируемой системы; удаление возникших ранее или предотвращение образования парафиновых отложений на поверхности оборудования; ингибирование потока и предотвращение коррозии оборудования на всем пути его следования; разгазирование нефти с последующей предварительной сепарацией газа на конечных участках трубопроводов повышенного диаметра; очистка сточных вод.

К второй группе следует отнести процессы, в той или иной мере связанные с разгазированием нефти: разрушение бронирующих оболочек на каплях пластовой воды при их дроблении в процессе сепарации и введение реагента-деэмульгатора в глобулы за счет процессов массообмена в турбулентном режиме; частичный сброс воды при разгазировании за счет эффектов умеренного перемешивания эмульсии выделившимся свободным газом и барботирования ее газовыми пузырьками при промывке через слой воды; глубокое обезвоживание и обессоливание нефти при разгазировании ее капель в водной среде за счет эффектов активного оттеснения глобул из внутренних областей на внешний контур расширяющимися пузырьками попутного газа (пенная деэмульсация).

**§ 1. СОВМЕЩЕНИЕ ПРОЦЕССОВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ
И ОТЛОЖЕНИЯМИ ПАРАФИНА И ДЕЭМУЛЬСАЦИИ НЕФТИ**

Сбор нефти на месторождениях нередко осложняется отложением парафина на стенках труб и их коррозией (для сернистых нефтей). Эффективное решение проблемы борьбы с этими процессами в боль-

шом числе случаев достигается за счет использования гидродинамических эффектов, возникающих при транспорте по трубопроводам эмульсий, обработанных специальными деэмульгаторами, которые содержат ингибирующие компоненты и гидрофобизируют стенки трубопроводов. К числу таких реагентов относится, в частности, сепароль-25 с ингибитором III и ряд других продуктов. При гидрофилизации стенок труб на их поверхности возникает тонкая пленка воды и в связи с этим обеспечиваются благоприятные условия для разрушения бронирующих оболочек на каплях воды при их контакте с водной пленкой. Это же приводит к нивелированию микронеровностей поверхности металла и обеспечивает низкий уровень адгезии промышленного парафина к ней. Поэтому трубопроводы могут работать в режиме самоочистки (аналогично режиму работы трубопроводов с защитными покрытиями) с соблюдением следующей последовательности процессов: накопление отложений парафина до критической толщины слоя, отслаивание их от поверхности труб, срыв, дробление и последующие транспортирование парафиновой массы в виде тонкодисперсной взвеси потоком нефти. С увеличением степени гидрофильности стенок сопротивляемость их запарафиниванию J , при всех прочих равных условиях, возрастает по закону цепной функции

$$J = \frac{a}{2} \left(e^{\frac{x}{a}} + e^{-\frac{x}{a}} \right),$$

где a — интенсивность запарафинивания поверхности, смоченной водной пленкой, при уровне энергии связи воды и парафина 27,6 эрг/см².

Формула справедлива при значениях угла смачивания x от 0 до 105°.

Ингибитор коррозии, вводимый в нефть в составе реагента-деэмульгатора, автоматически нейтрализует агрессивное воздействие пластовых вод на стенки промышленного оборудования на всем пути движения продукции скважин, вплоть до закачки воды в поглощающие горизонты.

Все эти процессы органически совместимы, так как для своего эффективного осуществления требуют движения потока в четко выраженном турбулентном режиме и протекают практически во всем диапазоне температур, складывающихся на практике как в присутствии газовой фазы, так и без нее. Таким образом, одной технологической операцией — введением в промышленные системы сбора реагента-деэмульгатора с ингибитором коррозии — решается проблема деэмульсации нефти, депарафинизации оборудования и защиты его от коррозии непосредственно на потоке. При этом все упомянутые процессы оказываются совмещенными во времени и осуществляются на всем пути движения нефти практически без вмешательства обслуживающего персонала.

Совмещение процессов деэмульсации нефти с предотвращением парафинизации подземного и наземного оборудования с помощью реагентов-деэмульгаторов широко распространено на промыслах объединения Татнефть и в других районах страны. При подаче ПАВ на забой скважин полностью очищаются от парафина рабочие органы центробежных насосов, насосно-компрессорные трубы, фонтанная арматура и выкидные линии [16]. С применением деэмульгатора сепароль-25 с ингибитором III на Азнакаевской УКПН примерно в два раза снизилась скорость коррозии оборудования в наиболее ответственных узлах и в несколько раз уменьшилась частота порывов коммуникаций сточных вод от установки до нагнетательных скважин.

§ 2. СОВМЕЩЕНИЕ ПРОЦЕССОВ СЕПАРАЦИИ И ДЕЭМУЛЬСАЦИИ НЕФТИ И ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД

Совмещение технологических процессов в одних и тех же аппаратах дает возможность значительно сократить число аппаратов на промыслах, существенно упростить их обслуживание, ускорить обустройство нефтяных промыслов в целом и повысить эффективность использования аппаратуры на всех стадиях разработки нефтяных месторождений. Совмещение процессов сепарации газа II степени с частичным обезвоживанием нефти в ряде случаев успешно решается в рамках предварительного сброса определенного количества воды перед поступлением эмульсии на установки подготовки нефти, где осуществляется основной процесс. При этом используется эффект умеренного перемешивания свободным газом эмульсии при рассредоточенном прохождении ее вместе с газом через слой воды (установка БАС-1, конечная ступень сепарации с предварительным сбросом и т. д.) [58, 59].

Нашими исследованиями установлена принципиальная возможность совмещения процессов сепарации газа с глубоким обезвоживанием и обессоливанием нефти и получением из технологического цикла чистых дренажных вод, пригодных для закачки в пласт. В отличие от совмещенной технологии предварительного сброса воды, в новом технологическом процессе деэмульсации нефти, позволяющем осуществлять прямое глубокое обезвоживание и обессоливание нефти при ее разгазировании, исключены промежуточные операции по укрупнению капель, их коалесценции и т. д. В нем использован эффект прямой доставки глобул пластовой воды в состав дренажных вод за счет отеснения глобул расширяющимися газовыми пузырьками из внутренних областей капли непосредственно на контур ее контакта с дренажной водой. Для этого эмульсия с растворенным в ней газом вводится в капельном состоянии через сопла форсунок (или других устройств) в рабочий объем камеры с гидрофильной средой. В момент перехода в гидрофильный объем капли вспениваются изнутри пузырьками газа в соответствии с заданным перепадом давления на соплах форсунки. Это позволяет вести процесс деэмульсации нефти при скоростях потока, соизмеримых со

скоростью вспенивания газовой-эмульсионных пузырьков в водной среде, т. е. на 4—5 порядков выше, чем при обычной технологии.

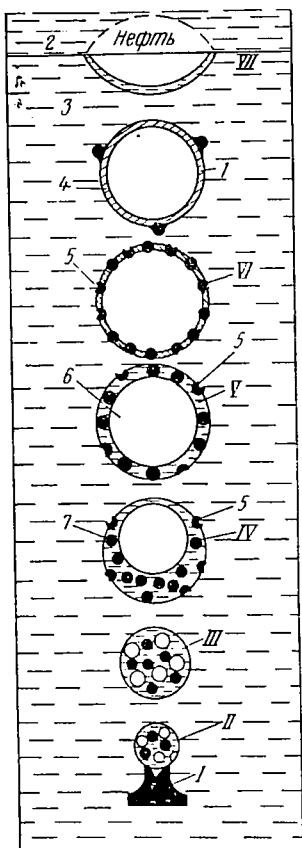


Рис. 18. Механизм разрушения эмульсии в водной среде с использованием энергии расширяющегося газа (пенная деэмульсация).

1 — пенная ячейка с оставшимися каплями воды; 2 — нефть; 3 — вода; 4 — пленка нефти; 5 — разрушающиеся глобулы; 6 — газовое ядро; 7 — глобулы пластовой воды.

1 — устройство для ввода эмульсии в капельном состоянии; II — начальное состояние капли (пенная ячейка); III — расширение пенной ячейки газовыми пузырьками; IV — разрушение отщепленных к внешней поверхности ячейки глобул пластовой воды; V — утоньшение пленки нефти до критической толщины; VI — утоньшение пленки нефти до меньшей критической; VII — переход пенной ячейки в слой нефти.

выделившегося свободного газа определяется по приведенному уравнению и графически представлено на рис. 19.

$$S_1 = S \sqrt[3]{(1+n)^2},$$

Впрыскивание газированной нефти в капельном состоянии в водную среду, содержащую реагент-деэмульгатор, при снижении давления приводит к резкому выделению газа, общему увеличению поверхности капель нефти, контактирующей с активной водой,

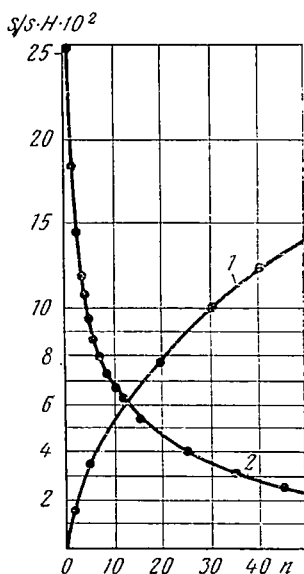


Рис. 19. Изменение поверхности (1) и толщины пленки (2) эмульсии пенной ячейки (2) в зависимости от коэффициента вспенивания n .

утоньшению пленки нефти и разрушению в связи с этим тонкодисперсной части эмульсии, соприкасающейся с окружающей каплю активной водой (рис. 18). Увеличение поверхности капель нефти в зависимости от количества

где S_1 — новая поверхность капли; S — поверхность исходной капли; n — кратное количество объемов выделившегося газа по отношению к исходному объему капли (коэффициент вспенивания).

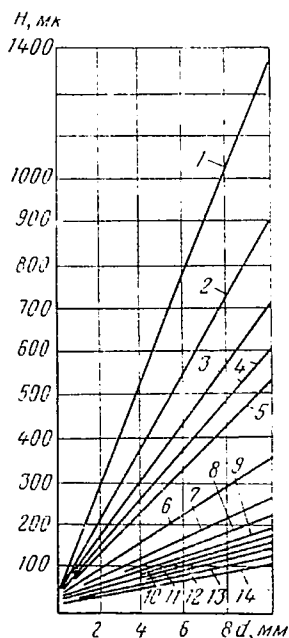


Рис. 20. Изменение толщины пленки эмульсии (H) в зависимости от диаметра исходной капли (d) для различных значений коэффициента вспенивания n .

1—14 — коэффициенты вспенивания, равные соответственно 1, 2, 3, 4, 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50.

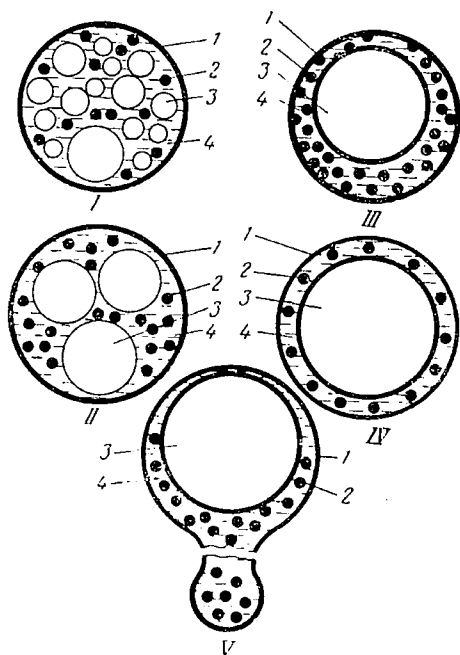


Рис. 21. Варианты расположения газового ядра (пузырьков) в пенной ячейке.

I — распределение тонкодисперсное; II — распределение крупнодисперсное; III — эксцентричное ядро; IV — концентрическое ядро с толщиной пленки, соизмеримой с диаметром капели; V — эксцентричное ядро с отделяющимся натеком; 1 — пенная ячейка; 2 — глобула воды; 3 — газовое ядро; 4 — пленка нефти.

Толщину эмульсионного слоя при разгазировании капель в зависимости от числа объемов выделившегося газа также можно определить по формуле

$$H = \frac{d \left(\sqrt[3]{1+n} - \sqrt[3]{n} \right)}{2} = N \frac{d}{2},$$

(где $N = \sqrt[3]{1+n} - \sqrt[3]{n}$; d — диаметр исходной капли) и изобразить графические (рис. 20).

Возникающие в капле пузырьки газа могут иметь различное расположение и структуру, которая зависит от газового фактора (при данном перепаде), свойств нефти и времени всплытия эмульсионного пузырька с газовым подъемником в водной среде (рис. 21).

В идеальном виде расположение газового пузырька (γ) внутри эмульсионной капли соответствует позиции IV (см. рис. 21). В связи

с тем, что нефть (п) по отношению к воде (в) на границе раздела с газом играет роль поверхностно-активного вещества, выскальзывание газового пузырька из эмульсионной капли в водную среду энергетически невыгодно и поэтому невозможно. Анализ показал, что при равных поверхностях практически всегда

$$\sigma_{вг} > \sigma_{нг} + \sigma_{нв},$$

(где σ — поверхностное натяжение), т. е. переход газового пузырька в водную фазу невозможен. С учетом поверхностей контакта (S) это неравенство можно записать в следующей форме:

$$S_{вг}\sigma_{вг} > \sigma_{нг}S_{нг} + \sigma_{нв}S_{нв},$$

где $S_{вг} = S_{нг}$.

Выскальзывание газового пузырька из капли эмульсии привело бы к появлению еще одного слагаемого в левой части уравнения, что сделало бы дебаланс неравенства еще большим, т. е.

$$S'_{нв}\sigma_{нв} + S_{вг}\sigma_{рг} > S_{нг}\sigma_{нг} + \sigma_{нв}S_{нв}.$$

Экспериментальные данные о соотношении поверхностного натяжения на границах раздела фаз нефть—вода, нефть—газ и газ—вода представлены в табл. 16.

Т а б л и ц а 16

Вещество	Поверхностное натяжение на границе		$\sigma_{ж.г} + \sigma_{ж.в}$
	с газом	с водой	
Вода	72,5	0	72,5
Туймазинская нефть	27,2	30,2	57,4
Сураханская нефть	25,8	27,8	53,6
Балаханская нефть	28,9	27,1	56,0
Бинагазинская нефть	31,0	19,0	50,0
Ромашкинская нефть	28	25,6	53,6
Ухтинская нефть	31,1	33,3	64,4
Старогрозненская нефть	29,0	26,0	55,0

Из таблицы видно, что сумма поверхностных натяжений на границе раздела нефть—газ и нефть—вода для всех нефтей меньше поверхностного натяжения на границе раздела вода—газ.

Поверхностное натяжение нефти на границе раздела со своими парами оказывается еще меньше. Так, при давлении 10 кгс/см² туймазинская нефть на границе с выделяющимся из нее газом имеет поверхностное натяжение 20 дн/см, а при 0 кгс/см² — 26 дн/см. С увеличением давления и температуры поверхностное натяжение снижается еще больше. Для этой же нефти при $p = 50$ кгс/см² $\sigma = 10$ дн/см. С увеличением давления для воды и газа σ снижается в меньшей степени. Например, при 25° С и $p = 7$ кгс/см² $\sigma =$

$= 71,1$ дн/см, а при $p = 35$ кгс/см² $\sigma = 61,1$ дн/см. При наличии в воде поверхностно-активных веществ поверхностное натяжение на границе с нефтью резко понижается, вплоть до 2—5 дн/см. В зависимости от концентрации растворимых в воде ПАВ поверхностное натяжение на границе с газом уменьшается лишь до 36—45 дн/см. Поэтому неравенство (см. стр. 59) при этом сохраняется (табл. 17).

Т а б л и ц а 17

Поверхностно-активное вещество	Поверхностное натяжение (в дн/см) на границе раздела		Концентрация ПАВ, мг/л
	с углеводородом	с газом	
Плороник-68	7	40	10
Плороник-64	13	45	10
Блоксополимер окиси этилена	12	44	10
ОП-7	2	34	1000
ОП-7	8	36	200
ОП-10	10	38	200
Дисолван 4411	6	37	200
То же	2	34	700
НЧК	7	40	5000

Идеальный процесс совмещения разгазирования с деэмульсацией нефти в слое гидрофильной среды (вода, обогащенная поверхностно-активными веществами) достигается при толщине слоя эмульсии вокруг газового ядра, равной предельному диаметру капель пластовой воды или меньшей его (см. рис. 18). В этом случае обеспечивается жесткий контакт гидрофильной среды с бронирующими оболочками каждой капли, которые под воздействием реагента разрушаются, а содержимое капель переходит в состав дренажной воды. Аналогично осуществляется глубокое обессоливание нефти.

Пенная деэмульсация эффективна при соблюдении следующих дополнительных условий:

а) время всплытия пенного элемента (группы или одного газового пузырька, окруженного слоем эмульсии) должно быть достаточным для разрушения бронирующих оболочек на каплях пластовой воды;

б) общее количество и размеры пенных элементов, всплывающих в слое воды, при их наиболее плотной упаковке теоретически ограничиваются просветистостью (сечение, занятое водой) порядка 26%;

в) производительность аппарата должна определяться количеством и скоростью свободного подъема пенных элементов в жидкой фазе, чему и должна соответствовать скорость впрыскивания в водный объем новых капель эмульсии.

В целом производительность аппаратов пенной деэмульсации описывается формулой

$$Q = 0,222 \frac{SZ}{\sqrt[3]{(1+n)^2}} t,$$

где Q — производительность по жидкости, $\text{м}^3/\text{с}$; S — сечение аппарата, м^2 ; Z — коэффициент распределения пенных ячеек по сечению аппарата; t — время, необходимое для разрушения оболочки при всплытии пенной ячейки, с; n — коэффициент вспенивания, равный отношению кратного объема газового ядра к объему нефти в пенной ячейке.

Пенные деэмульсаторы как в горизонтальном, так и вертикальном вариантах исполнения могут иметь исключительно высокую производительность.

Теоретически пропускная способность аппарата площадью 1 м^2 достигает 25 млн. т/год. Время пребывания нефти в рабочей зоне аппарата определяется несколькими минутами.

Совмещение операций по разгазированию нефти с ее горячей сепарацией и деэмульсацией в гидрофильной среде сопровождается автоматической очисткой дренажных вод за счет эффектов флотации. Поэтому любая, самая маленькая частица нефти, впрыскиваемая в гидрофильный объем, снабжается своим газовым ядром, которое неизбежно увлекает ее на верхнюю границу раздела фаз нефть—вода. Это позволяет получать чистую дренажную воду, пригодную для закачки в пласт без дополнительной обработки на очистных сооружениях, непосредственно из технологического процесса деэмульсации нефти.

При подборе технологического режима пенной деэмульсации нефти должны быть правильно оценены размеры исходных капель эмульсии, вводимой в объем воды, обогащенной деэмульгаторами, а также фактор вспенивания n . Толщина эмульсионного слоя вокруг газового ядра (см. рис. 19) уменьшается особенно быстро при соотношении объемов выделившегося газа и исходной капли нефти от 1 до 10—15, хотя на практике оптимальное соотношение может быть принято и другим. Это зависит от диаметра капелек пластовой воды в эмульсионном слое вокруг газового ядра, состояния их бронирующих оболочек и других технологических параметров. В этом же интервале наиболее резко изменяется и поверхность контакта эмульсии с обогащенной деэмульгаторами водной средой.

На рис. 20 видно, что с уменьшением диаметра исходной капли, при всех прочих равных условиях, толщина эмульсионной пленки вокруг газового ядра так же снижается. Для достижения толщины эмульсионной пленки 100 мк достаточно иметь исходную каплю диаметром 2 мм , вспененную изнутри пятью объемами выделившегося газа. Отсюда также следует, что вспенивание исходных капель размером от $0,5$ до 10 мм 15 объемами газа n более влияет на утоньшение эмульсионной пленки в меньшей мере, чем снижение размеров самих капель. При выборе оптимальных параметров вспенивания (n) учитывается вязкость нефти и связанная с этим возможность оттеснения части жидкости в тыльные зоны всплывающей пенной ячейки (см. рис. 21). В отдельных случаях возможен разрыв ячейки на две части, меньшая из которых может оказаться без газового ядра.

§ 3. СОВМЕЩЕНИЕ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ И ДЕЭМУЛЬСАЦИИ НЕФТИ

Наиболее экономичное и удобное транспортирование нефти и нефтепродуктов на любые расстояния по трубопроводам обусловило их широкое применение в нефтяной и газовой промышленности страны. Однако пришло время использовать трубопроводы и в технологических целях, связанных с решением такой важнейшей задачи, как глубокое обезвоживание нефти на промыслах и обессоливание на нефтеперерабатывающих заводах. Трубопровод исключительно важен как активное технологическое звено в цепи процессов подготовки нефти в интервале промысел — НПЗ.

Обезвоженная и обессоленная на термохимических установках нефть сдается транспортным управлениям на промысловых или собственных товарных парках. После этого она транспортируется на головные сооружения и затем по магистральным нефтепроводам направляется на нефтеперерабатывающие заводы. Среднее время пребывания нефти в технологическом цикле при подготовке на установке 2—4 ч. А время движения ее от скважины до НПЗ в различных районах исчисляется от одних до десятков суток. При таком громадном запасе времени, совершенно не используемом в технологических целях, на промыслах зачастую вынуждены добиваться получения качественной обезвоженной и обессоленной нефти исключительно за счет ужесточения технологического режима. Это приводит к большим затратам на подготовку нефти, которые в целом по стране исчисляются десятками миллионов рублей. Полезное использование времени движения нефти от скважины до НПЗ позволит резко сократить эти затраты, т. е. решить такую проблему, которая до сих пор считалась неразрешимой без строительства дополнительных дорогостоящих установок на промыслах или НПЗ.

Целесообразность совмещения процессов транспортирования эмульсии по трубопроводам с ее деэмульсацией связана с разработкой и проверкой в широких промышленных масштабах новых, отличающихся от сложившихся ранее представлений об оптимальных условиях разрушения водонефтяных эмульсий. Исследования, выполненные нами в течение 1964—1966 гг., показали, что механизм процессов, обуславливающих эффективное разрушение эмульсий под воздействием тепла реагентов и других факторов, более сложен, чем это представлялось ранее, и требует для своего осуществления разработки новых технологических схем, учитывающих эти особенности.

Рассмотрим десять основных технологических принципов, соблюдение которых необходимо для успешного осуществления деэмульсации нефти более простыми техническими средствами, чем это достигалось ранее.

Решающим фактором, определяющим эффективность процесса деэмульсации нефти в целом, является разрушение бронирующих оболочек на каплях пластовой воды, обладающих структурно-меха-

нической прочностью и препятствующих взаимному слиянию и укрупнению капель. Поэтому чрезвычайно важно выбрать оптимальный технологический режим этой части процесса деэмульсации нефти.

Выше было показано, что механизм доведения реагента до капель пластовой воды состоит в основном в прямой передаче его за счет адсорбционных процессов при многократных взаимных столкновениях капель раствора реагента с глобулами пластовой воды непосредственно в потоке, смешении содержимого капель в результате их перехода в состав водных линз, возникающих на стенках аппарата, и интенсификации этих процессов за счет возврата в поток нефти вещества водных линз, способных выполнять роль активных центров коалесценции (см. рис. 8).

Осуществление массообменных операций по передаче реагента от капель реагентоносителя к значительному числу глобул пластовой воды иногда происходит с высокой степенью эффективности даже в условиях быстротекущих точечных контактов, завершаемых их взаимным слиянием. Все эти эффекты наиболее ярко выражены при турбулентном режиме движения. Отсюда вытекает первое требование эффективного ведения процесса деэмульсации нефти — интенсивная турбулизация потока.

Турбулизация потока легко достигается в трубопроводах. Более того, большинство трубопроводов транспортируют эмульсию именно при турбулентном режиме. Следовательно, совмещение процессов транспортирования эмульсии с ее разрушением вполне благоприятно. Но вместе с тем в объеме нефти в течение длительного промежутка времени существуют и такие капли, которые в соответствии с законами вероятности сталкивались с каплями реагентоносителя либо недостаточно часто, либо эти столкновения оказывались малоэффективными. Бронирующие оболочки на них оказываются неразрушенными либо разрушенными недостаточно. Для этих капель процесс массопередачи реагента на бронирующие оболочки до необходимых концентраций осуществляется по схеме «накопление малыми порциями» при многократных столкновениях капель. Следовательно, для успешного ведения процесса деэмульсации нефти необходима турбулизация потока в течение более длительного промежутка времени, чем это возможно на «смесительных клапанах», задвижках, «смесителях» и т. д., где турбулизация потока осуществляется в течение всего лишь нескольких секунд. Это — второе необходимое условие. Достаточно длительная турбулизация потока возможна при транспортировании эмульсии по трубопроводам. Следовательно, с этой точки зрения трубопроводы также являются полезными элементами технологической схемы.

Третье условие эффективного разрушения стойких эмульсий состоит в необходимости осуществления процесса диспергирования капель пластовой воды, на поверхности которых возникли прочные бронирующие оболочки. Однако в соответствии с существовавшими представлениями разрушение бронирующих оболочек капель воды

в нефти под воздействием тепла и реагента предписывалось осуществлять в условиях, исключая возможность их диспергирования. Такое диспергирование, по мнению технологов и ученых, не могло иметь положительных последствий. Оно расценивалось как технологически вредное и рассматривалось как главная причина возрастания стойкости эмульсии. Такая точка зрения впервые была предложена Ф. М. Берти [12] и четко сформулирована Г. Б. Ши [114], а впоследствии практически без изменений повторялась в многочисленных публикациях отечественных и зарубежных специалистов [18, 68, 69, 113].

В частности, Г. Б. Ши отмечает, что перемешивание является главной динамической причиной, вызывающей диспергирование воды в нефти, и способствует стабилизации эмульсии. Объясняя необходимость перемешивания и механизм протекающих при этом процессов, автор разъясняет, что именно происходит при перемешивании. Он указывает, что перемешивание эмульсии ускоряет диффузию препарата в среду нефти, в связи с чем он скорее и равномернее достигает пограничной поверхности нефти и воды и воздействует на эмульгатор. Именно в этом, по мнению автора, и состоит назначение перемешивания. А энергичное перемешивание будет вредно, так как оно приведет и к размельчению капель. Эти идеи и являлись определяющей научной базой, опираясь на которую проектные организации разрабатывали, а нефтяники осуществляли строительство установок по подготовке нефти как у нас, так и за рубежом.

Однако если не забывать, что при диспергировании сформировавшейся эмульсии не только уменьшаются размеры капелек воды в нефти, но и разрушаются бронирующие оболочки на них, то в этих условиях положительное явление дробления намного превосходит причиняемый диспергированием вред, так как при этом появляется, а затем значительно возрастает, свободная от таких оболочек поверхность на каплях пластовой воды.

Число мелких капелек, возникающих при дроблении большой капли, изменяется в соответствии с выражением

$$n = \left(\frac{D}{D_n} \right)^3,$$

где D — диаметр первоначальной капли; D_n — диаметр капелек после дробления; n — число вновь появившихся капелек.

Наиболее резкие изменения размеров капелек наступают при $n = 2 \div 30$. При дальнейшем увеличении n темп изменения диаметров вновь возникающих капелек замедляется. Это предопределяет появление условного верхнего предела дисперсности промышленных эмульсий.

Суммарная поверхность возникших при дроблении капелек $\sum S_n$ изменяется в соответствии с выражением

$$\sum S_n = S \sqrt[3]{n},$$

где S_n — поверхность вновь возникших капель; S — поверхность первоначальной капли.

Так, при $n = 8$ (рис. 22) половина поверхности каждой глобулы оказывается свежей, что создает хорошие предпосылки для их последующего слияния с каплями реагентоносителя. Наибольший темп увеличения поверхности, не занятой бронирующими оболочками, отмечается при возрастании n до 30. Тогда свежая поверхность занимает 70% всей площади; при дальнейшем диспергировании эта площадь изменяется более медленно. Видимо, этот интервал дробления капель и является оптимальным.

Эффективность дробления капель при деэмульсации разгазированной нефти показана не только теоретически, но и экспериментально на примере эмульсии из азнакаевской нефти (содержание воды в нефти 12,8%, температура нагрева 50° С, расход дисольвана 4411 30 г/т). Первая группа проб (две параллельные пробы 1 и 2) после подогрева, введения реагента и перемешивания мешалкой в течение 1 мин при скорости вращения вала мешалки 1000 об/мин была поставлена на отстой на 3 ч (табл. 18).

Этим моделировались диспергирование эмульсии в присутствии реагента-деэмульгатора и его доведение до бронирующих оболочек капель пластовой воды за счет столкновений при турбулизации.

Во второй группе проб (3 и 4) при тех же условиях реагент вводился в нефть после диспергирования и распределялся в ней осторожным взбалтыванием. Этим исключалась возможность доведения реагента до капель пластовой воды за счет длительной турбулизации и сохранялось влияние разрушения бронирующих оболочек при диспергировании. Эмульсия была значительно диспергирована и бронирующие оболочки капель при их делении оказались разрушенными. Несмотря на диспергирование эмульсии в отсутствие реагента, фактор разрушения бронирующих оболочек повлиял на доведение реагента до глобул воды и взаимное слияние капель друг с другом. Результаты оказались практически одинаковыми, хотя следует отдать предпочтение технологии первого варианта.

Осторожное перемешивание реагента с эмульсией вручную в течение 1 мин, осуществлявшееся в соответствии с классическими требованиями о недопущении диспергирования при перемешивании, оказалось неэффективным (пробы 5 и 6), так как оно сохраняет прочность бронирующих оболочек на каплях воды, разрушить которые впоследствии с помощью химикалий и нагрева намного

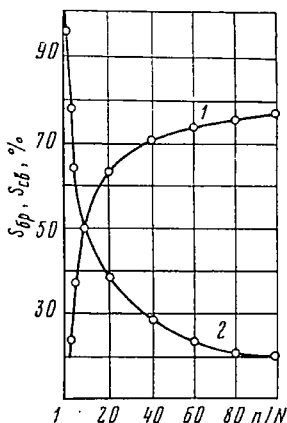


Рис. 22. Изменение качества поверхности глобул при дроблении капель.

1 — свободной от бронирующей оболочки, %; 2 — занятой бронирующей оболочкой, %; N — количество исходных капель; n — количество капель после дробления.

Номер пробы	Содержание остаточной воды в нефти (в %) при отстое в течение, мин						
	15	30	60	90	120	150	180
1	6,9	3,1	1,10	0,36	0,36	0,36	0,36
2	6,0	2,7	0,8	0,48	0,48	0,48	0,48
3	8,0	2,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,48
4	8,6	4,4	1,5	0,24	0,24	0,24	0,24
5	11,2	10,3	9,6	9,0	9,0	8,0	8
6	10,9	10,2	9,0	8,4	8,4	8,4	8

труднее, чем за счет механического дробления. Остаточное содержание воды в нефти составило 8%, в то время как в двух предыдущих опытах 0,24—0,48%.

Таким образом, положительный эффект от разрушения бронирующих оболочек при диспергировании стойких эмульсий в условиях, исключаяющих их последующее восстановление (присутствие реагента), значительно преобладает над отрицательными явлениями, возникающими в связи с уменьшением размеров капель. Поскольку эти два фактора действуют в противоположных направлениях, необходимая степень диспергирования эмульсии для разрушения бронирующих оболочек будет иметь свое оптимальное значение и должна выбираться в зависимости от исходных размеров капель и состояния их бронирующих оболочек.

Разрушение бронирующих оболочек на каплях пластовой воды под воздействием реагента и диспергирующих эффектов при большом запасе технологического времени может осуществляться и при низкой температуре. Такое разрушение облегчается эффектами миграции молекул деэмульгатора непосредственно по поверхности бронирующих оболочек и проявлением их вытесняющего, дробящего и пептизирующего действия в зонах на значительном удалении от мест передачи реагента при точечном контакте реагентосодержащих глобул и капель пластовой воды.

В принципе миграционные эффекты исключают необходимость диффузии молекул реагента через объем капель для разрушения бронирующих оболочек на любом участке поверхности капель, где этот реагент отсутствовал. Этому и переводу в нефтяную фазу остатков бронирующих оболочек способствует вращательное движение капель, хаотически перемещающихся в турбулентном потоке. Отсюда следует, что турбулентный режим движения разрушаемой эмульсии необходим и с точки зрения очищения поверхности капель от остатков бронирующих оболочек, что облегчает их последующее слияние.

Процессы деэмульсации нефти могут быть интенсифицированы при повышенных температурах, например до 40° С. Весьма важно, чтобы эмульсия была нагрета именно на стадии разрушения бронирующих оболочек и укрупнения капель. Это позволяет резко

улучшить массообменные процессы и осуществить укрупнение капель при турбулентном режиме движения потока (а не ламинарном, как это предлагалось делать в отстойной аппаратуре), так как технология деэмульсации нефти, предусматривающая возможность интенсивного укрупнения капель, более эффективна, чем технология осаждения капель при повышенной температуре без предварительного их укрупнения в турбулентном режиме. (Повышение температуры нефти на порядок, например от 10 до 100° С, может привести к изменению ее вязкости и скорости осаждения капель также только на один порядок. С увеличением же на порядок размера капель, например от 10 до 100 мк, увеличивается скорость их осаждения на два порядка.)

Если учесть, что в промысловых и заводских условиях температуру нефти можно увеличить лишь на 1—2 порядка к десятиградусному уровню, а размеры капель — на 4 порядка, становится ясным, что основной резерв повышения эффективности технологии подготовки нефти состоит в предварительном укрупнении капель в турбулентном режиме перед ее направлением на отстой для разделения потока на нефть и воду. Поэтому четвертое требование успешного ведения процесса деэмульсации нефти состоит в предварительном укрупнении капель в турбулентном режиме перед ее отстоем. Увеличив диаметр трубопровода на конечном его участке, легко создать такие условия.

Пятое условие состоит в осуществлении процесса диспергирования капель, массообменных и других процессов при повышенных температурах. Нагрев во времени упреждает операции по отстою и необходим для разрушения бронирующих оболочек и укрупнения капель (табл. 19). Это иногда позволяет осуществлять операции

Т а б л и ц а 19

Вид обработки	Температура, °С		Содержание остаточной воды в нефти, %
	при турбулизации	при отстое	
Кратковременная турбулизация эмульсии с реагентом, последующий отстой (холодная деэмульсация)	17	17	21,5
Кратковременная турбулизация эмульсии с реагентом, последующий отстой при повышенной температуре (обычный термохимический метод)	17	40	8,0
Длительная турбулизация эмульсии с реагентом в моделях трубопровода, последующий отстой (трубная деэмульсация)	17	17	3,0
Длительная турбулизация эмульсии с реагентом при упреждающем нагреве, последующий отстой (трубная деэмульсация с путевым подогревом)	40	17	1,0

по отстою воды от нефти при относительно низкой температуре. Вряд ли можно найти другой такой аппарат, кроме трубопровода, в котором можно достаточно долго диспергировать эмульсию при повышенной температуре, затем автоматически создать условия для укрупнения капель за счет снижения уровня турбулентности потока при возрастании его вязкости в процессе транспортирования из-за снижения температуры.

Шестое условие предполагает активное разрушение капель пластовой воды на развитой гидрофильной поверхности веществ, вводимых внутрь эмульсионного потока, либо на неподвижных поверхностях, работающих в режиме самоочистения.

Выше уже было показано, что при правильном подборе режима движения ограничивающие поток оболочки и находящиеся в нем тела могут служить инверсирующими экранами, разрушающими бронирующие оболочки капель пластовой воды и переводящими ее в пленочное состояние. Наиболее эффективно протекают эти процессы при появлении в потоке турбулентных пульсаций, обладающих достаточной энергией для переноса и деформации мелких капель на поверхности экранов. Суммарная внутренняя поверхность трубопроводов промысловых систем сбора огромна и воспользоваться ею в технологических целях весьма несложно.

Седьмое условие исключает возможность загрязнения границы раздела фаз нефть—вода в аппаратах, которые могут выполнять функцию водоотделителей. Только в трубопроводе расслывшийся движущийся поток может иметь идеально чистую границу раздела фаз вода—нефть, так как под слоем нефти во всех его точках движется «своя» дренажная вода.

Восьмое условие успешной деэмульсации нефти связано с интенсификацией процесса укрупнения капель в зоне их повышенных концентраций (промежуточный слой) вследствие импульсных колебаний этой зоны, создаваемых с помощью вибрирующих устройств или подбора соответствующего режима движения эмульсии в аппаратах, обеспечивающих это автоматически. Трубопроводы всегда работают в пульсирующем режиме и поэтому являются идеальными аппаратами.

Девятый принцип предполагает осуществление операций отстоя воды от нефти при более высоких значениях чисел Рейнольдса (в надкритической зоне), чем это делалось до сих пор. Создать такие условия в трубопроводах или на отдельных их участках не составляет никакого труда.

Десятый принцип предполагает возможность попутного улучшения качества нефти и сточных вод в одном и том же промышленном оборудовании по пути их естественного движения от скважин до пунктов внешнего транспорта и их использования для взаимной очистки. Это так же возможно только при совмещении процессов деэмульсации нефти с ее транспортированием по трубопроводам.

Приведенные технологические принципы позволяют подойти к рассмотрению рациональных технологических схем сбора и под-

готовки нефти совершенно с новых позиций и оценить в связи с этим возможность более эффективного использования различного промышленного оборудования, необходимого на всех стадиях разработки нефтяных месторождений.

Теоретические расчеты, лабораторные исследования и обширные испытания в промышленных условиях показали, что процессы, отраженные в 1—4, 6—8 технологических принципах, могут быть успешно осуществлены в трубопроводах промышленных систем сбора продукции скважин; требования 1—3, 6 — в газосепараторах различных ступеней, а 1—3 — на ступенях перекачивающих насосов, задвиж-

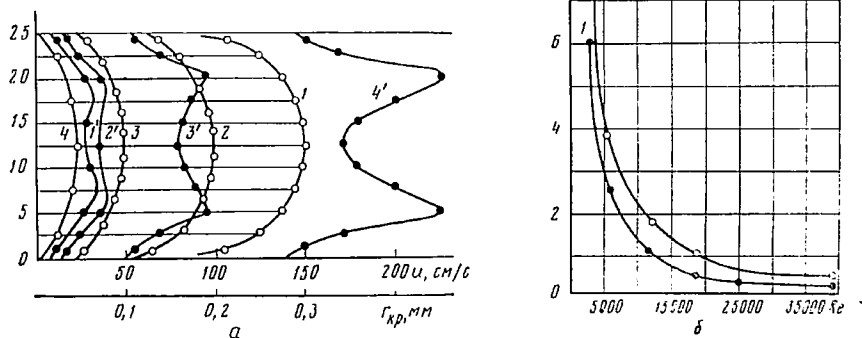


Рис. 23. Изменение параметров потока и размеров капель.

a — эпюры скоростей (1—4) и критические размеры капель воды (1'—4') в нефти при перекачке эмульсии по сечению трубопровода при числах Рейнольдса соответственно 37500, 25000, 12500, 5000; b — критические размеры капель: в пристенной зоне (1) и по центру потока (2).

ках, штуцерах, смесительных клапанах. Однако газовые сепараторы, насосы, задвижки и т. д. можно рассматривать лишь как аппараты, в которых осуществляется кратковременное диспергирование эмульсии и разрушение бронирующих оболочек. Эффективность разрушения бронирующих оболочек и массообмена значительно возрастает, если эти процессы осуществлять многократно, чередуя с процессами коалесценции капель, усиливая этот эффект вытесняющим, дробящим и пептизирующим действием и реагентов-деэмульгаторов в течение длительных промежутков времени с постепенным сдвигом процессов в сторону укрупнения капель воды в нефти.

Так как скорость потока и градиенты скоростей по сечению труб могут изменяться в значительных пределах (рис. 23), на разные точки поверхности капель будут действовать различные динамические напоры, обуславливающие их деформацию и последующий распад на более мелкие частицы. Попадая в зону повышенных скоростей, где возможно существование капель определенного критического размера, крупные капли будут испытывать тенденцию

к дроблению. Выходя в зоны более низких скоростей и меньших масштабов пульсаций, такие капли будут объективно испытывать тенденцию к слиянию. Это обуславливает возникновение в потоке нефти целого спектра диаметров капель воды и в какой-то мере объясняет причины неоднородности эмульсии.

Следовательно, одна из наиболее важных особенностей трубопроводов как аппаратов состоит в том, что при движении по ним жидкости в турбулентном режиме переход глобул из зон дробления (высокие градиенты скоростей) в зоны коалесценции осуществляется автоматически. Постоянный обмен глобулами между центральной и пристенными областями трубопроводов, последовательно протекающие процессы дробления и слияния капель, а также отрыв капель дренажной воды от подстилающего нефть слоя при расслоении эмульсии в трубопроводе обеспечивают эффективное ее разрушение и укрупнение капель при подходе к отстойной аппаратуре или технологическим резервуарам товарных парков.

Хотя в пристенном слое абсолютные скорости значительно ниже, чем по центру потока, диаметры капелек воды и нефти, которые могут существовать в этой зоне, намного меньше. Объясняется это тем, что градиенты скоростей в пристенной зоне изменяются гораздо в большем темпе, чем в центральной зоне потока. Так, при скорости потока 1,5 м/с для ромашкинских эмульсий плотностью 0,36 г/см³ при вязкости 20 сст и $\sigma = 40$ дн/см в центре потока 400-мм (16") трубы возможно существование капель диаметром около 3 мм, а в пристенном слое — 0,5 мм, т. е. на целый порядок меньше. С уменьшением уровня турбулентности критический диаметр капель растет.

Ранее отмечалось, что многократно повторяющиеся акты коалесценции и дробления капель пластовой воды и раствора реагента с течением времени обуславливают разрушение бронирующих оболочек, смешение их содержимого и равномерное распределение реагента в каплях пластовой воды. Отсюда становится понятным и смысл требования обработки эмульсии раствором деэмульгатора (в зависимости от степени турбулентности в трубопроводе или другом аппарате) в течение определенного промежутка времени, достаточного для завершения процесса. В условиях однородной и изотропной турбулентности потока, движущегося по трубопроводу, среднеквадратичные пульсации скорости аппроксимируются динамической скоростью турбулентного потока.

Изменение объема воды W_p , смешанной с реагентом и существующей в потоке в виде капель диаметром d , описывается уравнением

$$\frac{W_p}{W} = \frac{1}{1 + \frac{W - W_p^0}{W_p^0} e^{-K \sqrt{\frac{W}{\text{Re}^{0,25}} \cdot \frac{v}{d}} t}},$$

где W_p — количество капель воды, получивших реагент; W_p^0 — количество первоначально введенного раствора реагента (в объемных

единицах по отношению к общему объему эмульсии); W — количество воды в нефти; t — продолжительность процесса; d — диаметр трубы; K — константа, характеризующая число эффективных столкновений и учитывающая время турбулизации потока, в течение которого достигается коалесценция капель до заданного количественного уровня; ν — количество слияний капель.

Приведенная формула позволяет оценить влияние различных параметров на глубину и скорость передачи реагента каплям пластовой воды.

Рассмотрим одну из наиболее характерных зависимостей. Нами была определена скорость распределения реагента в каплях пластовой воды эмульсии с относительной объемной концентрацией до 0,3. K принималась равной 0,001. Количество воды в нефти, представленной раствором реагента, изменялось от 0,00002, что соответствовало расходу 20 г/т эмульсии (концентрированный раствор), до 0,02 относительных объемных единиц (слабоконцентрированный раствор). Вязкость нефти равна 0,1 Пз. Примеры расчетов даны для трубы диаметром 20 см. Число Рейнольдса составляло 10 000 и 50 000.

Оказалось, что применение слабоконцентрированных растворов при одном и том же расходе реагента значительно ускоряет процесс (рис. 24). Так, при $Re = 10\ 000$ реагент, введенный в поток эмульсии в чистом виде из расчета 20 г/т (см. рис. 24, а; кривая 4), распределится в каплях пластовой воды в процессе движения эмульсии по трубопроводу в течение 40 с, а после предварительного разбавления реагента водой 1 : 100 время завершения процесса сокращается в 1,5 раза и составляет около 27 с. Таким образом, при применении кривых можно рассчитать теоретическое время процесса и оптимальный

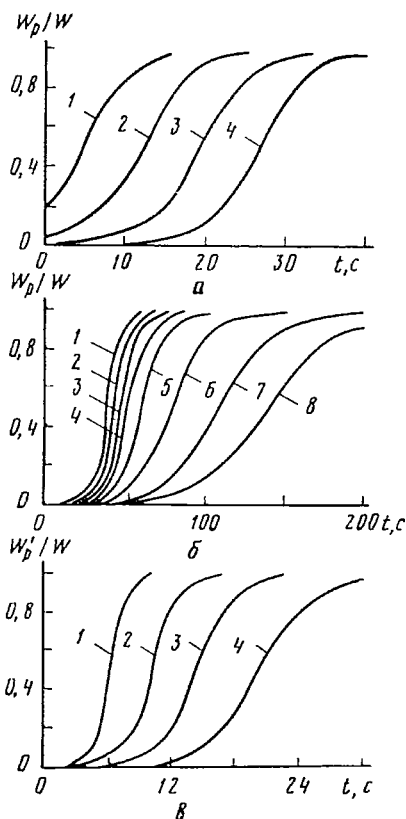


Рис. 24. Эффективность смешения реагента с диспергированной пластовой водой в зависимости от времени обработки и других параметров.

а — для объемов раствора реагента (W_p^0): 1—4 — 0,02, 0,002, 0,0002, 0,00002 соответственно; $W = 0,1$; $d = 10$ мк, $Re = 10\ 000$; б — для обводненности исходной нефти: 1—8 — 0,3, 0,25, 0,2, 0,15, 0,1, 0,05, 0,02, 0,01 соответственно; $W_p^0 = 0,00002$; $d = 50$ мк; $Re = 10000$; в — для капель диаметров: 1—4 — 10, 25, 50 и 100 мк соответственно; $W_p^0 = 0,00002$; $W = 0,1$; $Re = 50\ 000$.

объем вводимого в поток раствора реагента, позволяющий при заданных технологических параметрах добиться введения реагента практически в каждую каплю пластовой воды. Поэтому теоретически процессы деэмульсации нефти можно было бы отнести к категории быстротекущих. Но нам не известно значение константы K , которая в практических условиях может иметь очень малую величину, что и проявляется в срывах технологических режимов установок и невозможности получить качественную нефть даже в течение многих часов.

Из анализа кривых рис. 24, а, б следует, что скорость процесса распределения реагента в глобулах пластовой воды зависит от исходной обводненности нефти и количества введенного реагента. Тенденция к увеличению времени, необходимого для обработки эмульсии, с повышением исходной обводненности или уменьшением объема дозируемого раствора реагента обусловлена снижением частоты столкновения в турбулентном потоке эмульсии, так как с уменьшением объема диспергированной фазы уменьшается общее количество капель. Этим частично можно объяснить, почему малообводненные эмульсии более трудны для обработки, чем высокообводненные. Для эффективной обработки таких эмульсий при ограниченном технологическом времени реагент необходимо вводить в виде слабоконцентрированных растворов в больших объемах, что обеспечит достаточно высокую частоту столкновений капель различного количества и повысит эффективность процесса деэмульсации.

Как и следовало ожидать, при уменьшении диаметра капель диспергированной фазы и неизменном количестве воды в нефти процесс обработки водонефтяной эмульсии ускоряется, так как с уменьшением диаметра капель уменьшаются расстояния между ними, возрастает частота столкновений капель и ускоряется процесс массообмена.

Взаимное расположение кривых на рис. 24, в наглядно показывает, что дополнительное диспергирование водонефтяной эмульсии при ее смешении с реагентом является эффективным средством ускорения процесса деэмульсации нефти. Этот вывод остается справедливым, когда при турбулизации не образуются чрезмерно тонкодисперсные эмульсии. Так, кривые 1—4 свидетельствуют о снижении времени, необходимого для завершения процесса по доведению реагента до капель пластовой воды, более чем в четыре раза при уменьшении их диаметра от 100 до 10 мк. Весьма существенно необходимое время обработки сокращается с ростом числа Рейнольдса в диапазоне от 10 000 до 50 000. Так, при увеличении числа Рейнольдса в этом интервале для $W_p^0 = 0,00002$ время обработки снижается в 7 раз (рис. 25, а). Поэтому можно сделать вывод о возможности интенсификации процесса смешения за счет повышения интенсивности турбулентности потока, характеризуемого числом Рейнольдса 50 000. Дальнейшее увеличение интенсивности потока нежелательно, так как может привести к чрезмерному диспергированию капель при незначительном выигрыше во времени.

Кривые, изображенные на рис. 25, а, свидетельствуют также о возможности ведения процесса разрушения бронирующих оболочек на каплях пластовой воды и доведения реагента до каждой из них без значительного повышения чисел Рейнольдса при достаточном запасе технологического времени, что практически всегда имеет место при движении эмульсии по трубопроводам.

Аналогичный результат легко достигается при низких значениях чисел Рейнольдса и введении в поток больших объемов слабоконцентрированных растворов реагента (рис. 25, б). С увеличением числа Рейнольдса растет константа K и повышается эффективность процесса смешения. О влиянии величины константы K на время процесса можно судить по характеру кривых, представленных на рис. 25, в. При низких значениях K процесс разрушения эмульсии идет крайне неэффективно и требует значительного времени. Это может быть устранено предварительным подогревом обрабатываемой нефти и смешением ее с реагентом. В связи со снижением прочности бронирующих оболочек и возрастанием константы K за время движения эмульсии в технологической аппаратуре или трубопроводах может быть обеспечено достаточно полное распределение реагента в каплях пластовой воды.

Из рассмотренного материала следует, что в руках технологов имеется целый арсенал средств оптимизации технологического процесса термохимической деэмульсации нефти как в части разрушения бронирующих оболочек, так и в части смешения содержимого капель различного качества. Эти же средства в полной мере относятся и к обессоливанию нефти с применением

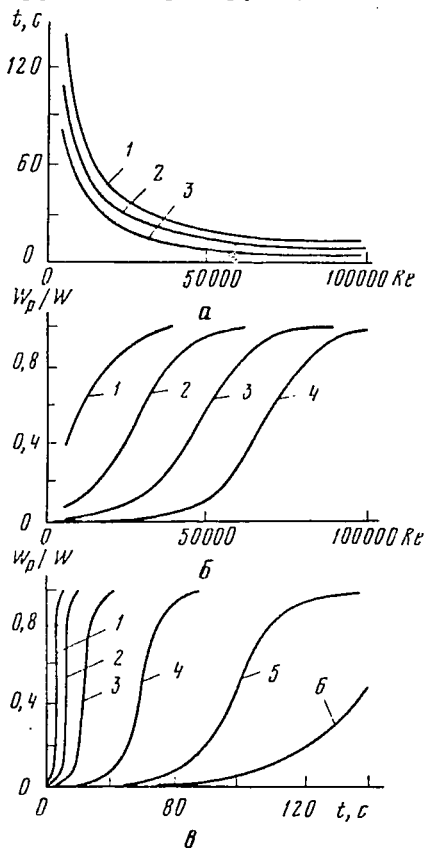


Рис. 25. Влияние некоторых параметров на интенсивность и время смешения содержимого капель различного качества.

а — зависимость времени смешения от турбулентности потока при $W_p/W = 0,999$, $W = 0,1$, $d = 50$ мк для значений объема реагента (W_p): 1 — 0,0002; 2 — 0,0002; 3 — 0,002; б — зависимость глубины смешения для различных объемов раствора реагента от турбулентности потока при $t = 50 c$, $W_p/W < 0,999$, $W = 0,1$, $d = 100$ мк, W_p : 1 — 0,02; 2 — 0,002; 3 — 0,0002; 4 — 0,0002; в — глубина смешения как функция времени обработки при $Re = 10000$, $d = 50$ мк, $W = 0,1$; $W_p = 0,0002$ для значений K : 1 — 0,1; 2 — 0,05; 3 — 0,025; 4 — 0,01; 5 — 0,005; 6 — 0,003.

пресной промывочной воды, за исключением некоторых особенностей, которые будут рассмотрены несколько позднее.

Подытоживая приведенное выше, можно сказать, что в целом возможность оптимизации процесса разрушения эмульсии зависит от количества раствора реагента и его концентрации при введении в поток нефти; искусственного увеличения обводненности обрабатываемой нефти; увеличения турбулентности потока до значения $Re = 50\ 000$; дробления капель пластовой воды и раствора реагента; воздействия на эмульсию путем изменения константы эффективности слияний K ; технологического времени процесса.

При всех прочих равных условиях, на разрушение бронирующих оболочек и смешение содержимого капель различного качества влияют время процесса и константа эффективности столкновений. Последняя практически полностью определяется прочностью бронирующих оболочек на каплях пластовой воды и вязкостью среды. Именно поэтому оказывается чрезвычайно эффективным разрушение деэмульгаторами свежих эмульсий, что достигается введением реагента в поток нефти на групповых установках и головных участках сборных трубопроводов. По этой же причине, а также в результате интенсивного дробления капель в газосепараторе очень эффективно введение деэмульгатора в поток нефти до ступеней сепарации. Вследствие этих же причин эффективна подача реагента на прием сырьевых насосов при деэмульсации стабильных эмульсий и применение встроенных трубопроводов-каплеобразователей.

При рассмотренных выше условиях и принятых значениях константы эффективности слияний все процессы смешения содержимого капель различного качества при разрушении свежих эмульсий и обессоливании нефти с применением пресной воды можно отнести к быстротекущим. Быстротекущие процессы характерны лишь для той части капель пластовой воды, бронирующая оболочка на поверхности которых оказалась разрушенной. Для капель с прочными бронирующими оболочками возможно лишь медленное протекание процессов, и здесь большое значение приобретает фактор времени.

Взаимозаменяемость (в известных пределах) рассмотренных факторов интенсификации позволяет весьма эффективно решать вопросы оптимизации технологии подготовки нефти. Например, большой запас технологического времени (трубная деэмульсация) позволяет улучшить характеристику W_p/W и обеспечивает высокую эффективность процесса при неблагоприятных значениях параметров K , W_p , Re , W , d . Это же позволяет осуществлять и обессоливание нефти в трубопроводах при малых расходах пресной воды, реагента и низких температурах, что невозможно на типовых установках с ограниченным запасом технологического времени. Следовало бы однако отметить возможность снижения расхода пресной воды и на действующих установках при увеличении времени движения эмульсии с пресной водой после ступеней обезвоживания. Технологически это достигается установкой трубопроводов-каплеобразователей.

Воздействие на эмульсию, приводящее к увеличению величины константы K , также способствует ведению процесса деэмульсации нефти экономичными средствами. Так, снижение прочности бронирующих оболочек на каплях пластовой воды за счет подогрева и их диспергирования на стадии массообменных процессов позволяет осуществлять заключительную операцию деэмульсации нефти — расслоение потока на нефть и воду — при низких температурах на значительном удалении от пунктов подогрева. Поэтому перенесение процесса деэмульсации нефти в промысловые системы сбора и трубопроводы другого назначения при огромном запасе технологического времени позволяет осуществлять обезвоживание и обессоливание нефти (в отличие от установок) с большим коэффициентом устойчивости.

Однако эффективность трубопровода как аппарата обусловлена не только тем, что характер движения в нем эмульсии по своей природе идеально приспособлен для осуществления процессов разрушения бронирующих оболочек капель пластовой воды и смешения их содержимого. В действующем как технологический аппарат трубопроводе при расслоении в нем (при соответствующем режиме) потока на нефть и воду может иметь место идеально чистая граница раздела фаз (требование 7), свободная от накоплений механических примесей, неразрушенной эмульсии, что постоянно наблюдается в отстойниках любой конструкции. В связи с тем что в отстойник входят все новые объемы нефти и он имеет фактически постоянную границу раздела фаз, нет никаких гарантий от накопления на ней различного материала, препятствующего быстрому переходу в состав дренажной воды крупных и средних капель, пришедших с новыми порциями нефти. В трубопроводе этот процесс практически исключен, так как под слоем нефти, если не учитывать эффекта скольжения, будет двигаться «своя» вода и накопление осадков может быть только из «своей» порции нефти. Это обуславливает эффективный переход в состав дренажной воды соприкасающихся с ней капель эмульсии.

Большое значение имеет также и активное воздействие на разрушение эмульсии гидрофильных стенок трубопроводов (соблюдение требования 6), поверхность которых огромна. В пределе каждая капля воды, находящаяся в нефти, может контактировать со стенками трубопровода один раз на пути, длина которого равна половине радиуса трубопровода. Другими словами, теоретически при движении эмульсии по трубопроводу диаметром 20 см и длиной 10 км каждая капля может сталкиваться с поверхностью трубопровода около 200 000 раз при общем времени контакта (скорость движения 1 м/с) около 18 мин. Такое время контакта капель с гидрофильной поверхностью невозможно ни в одном блочном деэмульсаторе, имеющем гидрофильную набивку. Учитывая, что развиваемая при контакте частицы со стенкой трубы энергия удара может быть весьма значительной, вероятность деформации и разрушения бронирующих оболочек и последующий переход капли воды в состав водной пленки

значительно возрастают. Это позволяет использовать внутреннюю поверхность труб в качестве ипверсирующего экрана.

По мере утолщения пленки (воды) за счет новых капель раствора реагента и глобул пластовой воды, приносимых из движущегося потока, под действием силы тяжести вода постепенно стекает в нижнюю часть трубы и накапливается там. Критическая толщина пленки определяется ее вязкостью и динамическим воздействием со стороны потока. Разрушение этой пленки и возвращение воды из сплошной в дисперсную фазу водонефтяной эмульсии, однако, не будет означать ее перехода в прежнее качество. Вновь образованная дисперсная фаза будет содержать ПАВ, которые, адсорбируясь на поверхности капель, препятствуют образованию защитных бронирующих оболочек.

Многочисленные удары капель о стенки могут обусловить и абразивный износ бронирующих оболочек. Основным фактором воздействия взвеси на поверхность, ограничивающую поток нефти, является косо́й удар глобул с коротким временем касания (миллионные доли секунды) и значительными, развивающимися в момент удара нормальными и тангенциальными усилиями, способными создать на поверхности воздействия концентрацию напряжений, достаточную для необратимой деформации бронирующих оболочек. При ударе нормальные к поверхности воздействия усилия превышают вес самих глобул в тысячи раз [76]. Удар частиц о твердую поверхность, ограничивающую поток, характеризуется следующими основными параметрами: тангенциальной составляющей скорости глобулы в момент удара u_t в м/с; нормальной составляющей u_N в м/с (скорость сближения частицы со стенкой); углом удара глобулы о поверхность β ; нормальной составляющей удара P_N в г; тангенциальной составляющей удара P_t в г; временем удара t в с.

Время удара частицы о поверхность с учетом пластической деформации, не заканчивающееся слиянием капли с пленкой жидкости на поверхности, можно оценить по уравнению [76]

$$t = \frac{\pi r}{2 \sqrt{\frac{\gamma_s}{2\sigma_{cm}g}}},$$

где σ_{cm} — предел прочности частицы на смятие; r — радиус частицы; γ_s — плотность частицы; g — сила тяжести.

Из формулы видно, что длительность удара не зависит от начальной скорости частицы; исчисляется она миллионными долями секунды.

Максимальная составляющая нормального усилия при ударе

$$P_N = 2\pi u_N^2 \sqrt{\frac{\gamma_s \sigma_{cm}}{2g}},$$

как правило, на несколько порядков больше массы капель, что зачастую приводит к их растеканию по поверхности [76].

Деформация капель в момент удара может быть приближенно оценена по выражению

$$h = u_{Nr} \sqrt{\frac{\gamma_s}{2\sigma_{cm} g}}$$

Если нормальная составляющая удара определяется величиной нормальной составляющей скорости, то тангенциальная составляющая определяется углом трения капли о поверхность оборудования.

Расчеты показали, что потеря энергии поступательного движения частички во время удара не превышает нескольких процентов,

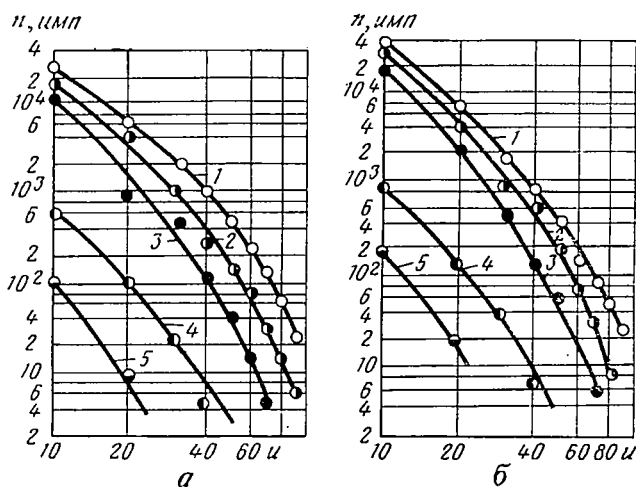


Рис. 26. Интегральные спектры импульсов для нижней точки трубы.

a — от нормальных составляющих косых ударов (усиление 500); 1—5 — и соответственно 6; 5; 4; 3; 2 м/с; 6 — от тангенциальных составляющих (усиление 2000). Обозначения те же.

так как реакция удара не проходит через ее центр тяжести, и частичка приобретает вращательное движение. Большой интерес представляют исследования по регистрации суммарного воздействия частиц на стенки оборудования, в частности трубопроводов [76].

На рис. 26 представлены интегральные спектры импульсов (ударов) для нормальных и тангенциальных составляющих косых ударов частиц о стенки труб при транспортировании 2 м³ гидросмеси с объемной концентрацией частиц 0,28. Из графиков видно, что наибольшее количество представляют слабые удары. С возрастанием скорости потока [76] увеличивается количество ударов на единицу площади, а также и их средняя сила (рис. 27).

В разрушении эмульсии большую роль играют не только процессы, происходящие в объеме нефти. Огромное воздействие на

бронирующие оболочки оказывают пристенные эффекты, абразивный износ оболочек и расплющивание капель о стенки оборудования и трубопроводов. Поэтому сводить все исследования к изучению

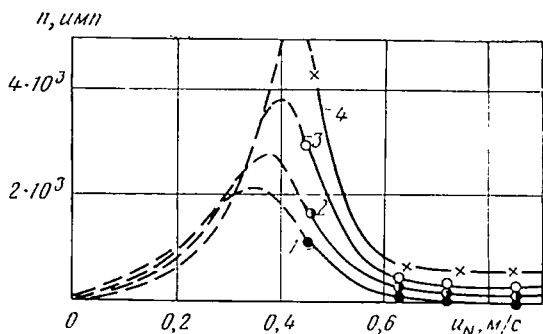


Рис. 27. Распределение ударов n (u_N) в нижней точке трубы (для шариков $d = 4$ мм)
 $u_{Nпр} = 0,16$ м/с;

1—5 — и соответственно 1,8; 2,25; 3; 5 м/с.

взаимодействия глобул воды друг с другом только в потоке нефти, как это делалось до сих пор, явно неправильно. На рис. 28 и 29 представлены графики, позволяющие оценить скорость разрушения эмульсии на стенках трубы и в центре потока.

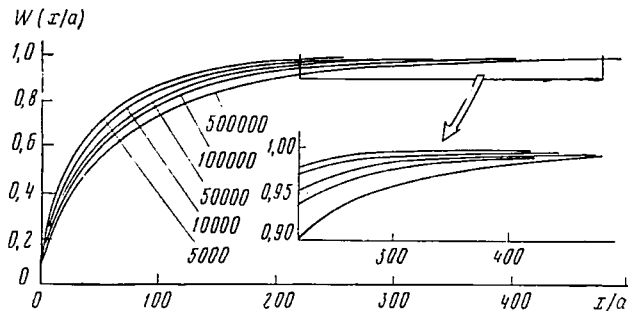


Рис. 28. Изменение расчетного числа капель пластовой воды, переводимых в свободное состояние, на внутренней поверхности трубопровода.

Параметр — число Рейнольдса $Re = \frac{u_0 2a}{\nu}$

По приведенной ниже формуле можно рассчитать длину трубы, необходимую для достижения заданной глубины разрушения нефтяной эмульсии за счет разрушения капель на стенках трубы,

$$W\left(\frac{x}{a}\right) = W_0 \left[1 - \sum_{i=0}^{\infty} \frac{4}{\mu_{0i}^2} e^{-\frac{\mu_{0i}^2}{100 Re^{1/3} S_c} \frac{x}{a}} \right],$$

где μ_{0i} — корни функции Бесселя I рода нулевого порядка; $\frac{x}{a}$ — текущая координата по оси трубы (a — радиус трубы, x — расстояние от начала отсчета — длина трубопровода); S_c — число Шмидта.

Задаваясь глубиной разрушения эмульсии, по кривым рис. 28 и 29 при соответствующем числе Рейнольдса можно определить длину трубопровода и время, в течение которого будет достигнута заданная глубина разрушения эмульсии.

Приведем конкретный пример расчета по приведенной формуле времени, требуемого для разрушения эмульсии. Если принять диаметр трубы $2a = 200$ мм, то для доведения реагента до 99,9%

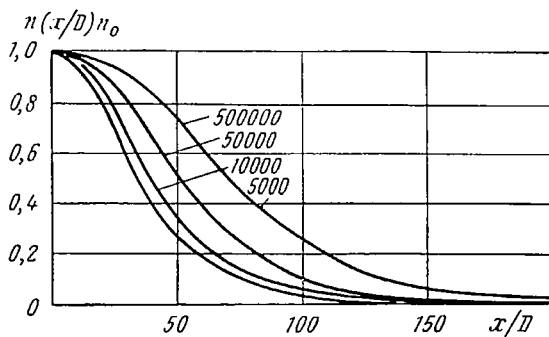


Рис. 29. Изменение расчетного числа капель пластовой воды, не участвовавших в массообменных процессах, по оси трубопровода.

n_0 — первоначальное количество капель; n — текущее количество капель; x — длина трубопровода; D — диаметр трубопровода.

$$S_c = 1,2. \text{ Параметр — число Рейнольдса } Re = \frac{uD}{\nu}.$$

капель пластовой воды потребуется трубопровод длиной около 400 a , т. е. 40 м при числе Рейнольдса 50 000, и около 480 a , или 48 м при числе Рейнольдса 100 000.

Увеличение длины трубопровода во втором случае не означает ухудшения процесса разрушения эмульсии при ее движении: при увеличении числа Рейнольдса скорость потока возросла в 2 раза. Если в первом случае (при вязкости нефти $\mu = 0,14$ Пз) для разрушения эмульсии требуется 1,9 мин, то во втором случае эмульсия освобождается от бронирующих оболочек за 1 мин.

Этим и объясняется кажущееся противоречие. С ростом числа Рейнольдса общий диффузионный поток на фиксированный участок внутренней поверхности трубы из одиночного объема эмульсии уменьшается. Это происходит в результате того, что возрастание диффузионного потока на единичную поверхность в единицу времени не может компенсировать уменьшения времени прохождения единичного объема эмульсии вдоль фиксированной поверхности. Поэтому в целом диффузионный поток капель на внутреннюю

поверхность трубопровода фиксированной длины с увеличением скорости снижается.

С другой стороны, при увеличении числа Рейнольдса увеличивается скорость крупномасштабных пульсаций и уменьшается толщина вязкого слоя, препятствующего контакту глобул определенного размера со стенкой трубы, которой они достигнуть не могут. Поэтому, хотя в целом количество глобул, переносимых к фиксированному участку трубы, уменьшается, резко возрастает их кинетическая энергия, вероятность преодоления ими вязкого слоя и в конечном итоге — разрушения на стенке с переходом в пленочное состояние.

В результате, суммарное количество глобул, разрушаемых, на внутренней поверхности трубы при больших числах Рейнольдса, увеличивается. Отсюда видно, что необходимая величина числа Рейнольдса определяется размерами глобул, которые надо разрушить. В связи с этим в расчетах должно учитываться у стенки, ограничивающей турбулентный поток, существование вязкого подслоя, толщина которого зависит от величины числа Рейнольдса. Турбулентные пульсации, развивающиеся в ядре турбулентного потока, занимающего центральную часть трубы, где они имеют максимальную интенсивность, при прохождении вязкого слоя теряют свою энергию. Это относится в первую очередь к крупномасштабным турбулентным пульсациям, которые способны переносить глобулы к стенкам и вырождаются в этой зоне в мелкомасштабные вихри, обтекающие глобулы и не способные к их дальнейшему переносу. По этой причине зону вязкого слоя за счет турбулентной диффузии всегда преодолевает лишь определенная часть глобул, представленная наиболее быстрыми частицами.

Однако в области чисел Рейнольдса, где процесс разрушения эмульсии возможен с достаточной степенью эффективности (50 000—100 000 для диаметра трубы 200 мм), толщина вязкого подслоя, представляющего основное диффузионное сопротивление, составляет около 0,1 мм, что соизмеримо с высотой естественных шероховатостей трубы.

Межпромысловые и подводные трубопроводы

Трубопроводы, связывающие между собой и с головными сооружениями промысловые товарные парки, используются для осуществления процессов глубокого обезвоживания ($\Delta W = 0,2\%$), а также обессоливания нефти до заданных кондиций.

В системах сбора, например, Ромашкинского, Бавлинского, Ново-Елховского, группы Прикамских и других месторождений эмульсия предрасположена к укрупнению капель в десятки и даже сотни раз (на один-два порядка). Практически условия движения эмульсии по промысловым и магистральным трубопроводам таковы, что в потоке могут существовать капли диаметром 1—2 мм (см. рис. 30), а не 1—10 мк, как это имеет место в трубопроводах, используемых лишь для транспортных целей.

На ряде участков с ламинарным режимом движения (рис. 30) создаются условия для полного разделения воды и нефти на две свободные фазы. Поэтому при введении реагента на групповых установках или головных участках сборных трубопроводов промышленная система сбора и транспорта нефти превращается в идеальную установку подготовки нефти, что и позволяет совмещать процессы транспортирования и деэмульсации нефти (разрушение бронирующих оболочек, укрупнение капель и расслоение потока) непосредственно в промышленном оборудовании.

Магистральные трубопроводы

Магистральные трубопроводы могут использоваться: для обессоливания нефти до экспортных кондиций; глубокого обезвоживания нефти; разрушения эмульсии до уровня, позволяющего получать глубоко обессоленную нефть на НПЗ (до 5—7 мг/л) при обычном режиме заводских ЭЛОУ.

Коммуникационные и технологические трубопроводы

В зависимости от задач, коммуникационные и технологические трубопроводы на промышленных установках подготовки нефти и заводских ЭЛОУ используются для обезвоживания или обессоливания нефти.

Трубопроводы до дегидраторов (электродегидраторов), а также связывающие дегидрирующую аппаратуру с товарными парками, применяются для повышения производительности установок при сохранении заданного качества нефти или улучшения его без снижения производительности установок.

Оба типа трубопроводов могут быть использованы для выключения из технологического цикла блоков или отдельных дегидрирующих аппаратов установки.

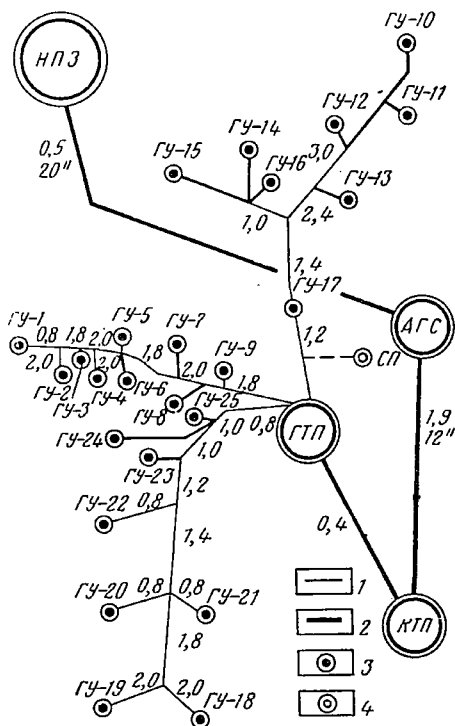


Рис. 30. Схема сбора и транспорта нефти Зай-Каратайской площади Ромашкинского месторождения.

Цифры на линиях — критические диаметры капель воды (в мм) при движении эмульсии на данном участке; 1 — участки с турбулентным режимом движения; 2 — участки с ламинарным режимом движения; 3 — групповые установки; 4 — сборные пункты. ГТП — Горкинский товарный парк; АГС — Альметьевские головные сооружения; НПЗ — нефтеперерабатывающий завод.

§ 4. СОВМЕЩЕНИЕ ТРУБНОЙ ДЕЭМУЛЬСАЦИИ НЕФТИ С УЛУЧШЕНИЕМ ТРАНСПОРТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЖИДКОСТИ

При совмещении процессов транспортирования нефти с деэмульсацией в ряде случаев возникают эффекты, связанные с улучшением транспортных характеристик перекачиваемой жидкости. Введение поверхностно-активных веществ в поток сильно обводненных нефтей давно используется на промыслах в качестве эффективного средства повышения производительности трубопроводов, восстановления самотеков и снижения давления в коммуникациях и т. д. [8, 16, 19, 21, 49, 78]. Однако причины этого явления рядом авторов трактуются различно и раскрываются недостаточно полно.

Некоторые авторы [17, 33, 119] правильно отмечают, что механизм снижения гидравлических потерь в трубопроводах при введении в поток обводненной нефти поверхностно-активных веществ состоит в снижении вязкости эмульсии и появлении слоя свободной воды. Причины ожидаемого снижения вязкости эмульсии и влияние водной фазы на уменьшение гидравлических сопротивлений не вскрываются. Другие говорят, что введение реагента в поток обводненной нефти, движущейся в турбулентном режиме, к снижению гидравлических сопротивлений не приводит. Достаточных объяснений этого факта также не дается.

Среди специалистов в области трубопроводного транспорта существуют представления, что при введении в эмульсию поверхностно-активных веществ для (определенного содержания воды в нефти) происходит инверсия, приводящая к обращению эмульсии в систему типа масло в воде. Другие предполагают нарушение структуры эмульсии.

Детальный анализ процессов, происходящих при введении поверхностно-активных веществ в поток обводненной нефти при ее транспортировании по трубопроводам, позволил дать более удовлетворительное объяснение упоминавшимся выше явлениям. Установлено, что нарушение структуры эмульсий имеет различный физический смысл в зависимости от режима движения потока. При турбулентном режиме движения в различных зонах по сечению трубы в потоке активно протекают процессы дробления и слияния капель пластовой воды с каплями, содержащими раствор реагента. Это сопровождается разрушением бронирующих оболочек, выравниванием концентрации реагента в каплях и изменением их размеров, приближающихся к критическим размерам капель, существование которых возможно в данных гидродинамических условиях. Появление свободной воды на линейных участках трубопроводов при высоком уровне турбулентности исключается. Поэтому снижение гидравлических потерь в этих условиях возможно лишь в той мере, в какой на уменьшение вязкости эмульсии может повлиять удаление бронирующих оболочек с капель пластовой воды, изменение степени дисперсности эмульсии воды в нефти плюс возможность появления

(в определенных условиях) тонкой гидрофильной пленки на поверхности труб.

Обычно эти факторы влияют меньше, чем появление подстилающего слоя воды при ламинарном режиме движения смеси и поэтому, как правило, они не регистрируются. Это и объясняет отсутствие видимого снижения гидравлических потерь при транспорте в турбулентном режиме обработанных реагентом эмульсий по трубопроводам небольших диаметров. При ламинарном или слабом турбулентном режиме движения к процессам, описанным выше, добавляется процесс расслоения потока на две фазы (нефть и воду), сопровождающийся уменьшением концентрации капель воды в нефти и снижением ее вязкости. Таким образом, на уменьшение гидравлических потерь в данном случае может воздействовать одновременно пять факторов: удаление бронирующих оболочек на каплях пластовой воды; появление гидрофильной пленки на поверхности трубы; увеличение среднего размера капель воды в нефти; уменьшение концентрации капель в нефтяной зоне; появление водной фазы и связанное с этим возникновение движущейся с высокой скоростью границы раздела фаз нефть—вода, вместо неподвижной стенки трубы.

Доля влияния этих факторов на снижение гидравлических сопротивлений или увеличение пропускной способности трубопроводов, при неизменных прочих параметрах, различна. Рассмотрим влияние только двух из них — удаление бронирующих оболочек и появление в нижней части трубопровода подстилающего водного слоя.

Влияние бронирующих оболочек

Влияние бронирующих оболочек на каплях пластовой воды может сказываться на изменении сопротивлений путем увеличения вязкости системы в целом. При повышенных числах Рейнольдса дробление и слияние глобул происходит не только в объеме потока и в пристеночной зоне, но и на внутренней поверхности труб. Это объясняется возникновением в потоке турбулентных пульсаций, энергия которых достаточна не только для перемешивания частиц, находящихся в объеме нефти. Крупномасштабные пульсации, в которых заключена основная часть энергии турбулентного движения потока, способны разрушать бронирующие оболочки механическим путем на стенке трубы, что в условиях образования насыщенных поверхностно-активными веществами водных пленок на внутренней поверхности труб значительно ускоряет доставку реагента к глобулам пластовой воды. Последующий захват потоком слоя отделившейся пленочной воды и дробление его на капли критических размеров, существование которых возможно в данных гидродинамических условиях, приводит к появлению в потоке капель, лишенных бронирующих оболочек, которые, как известно, придают каплям воды свойства твердых тел. Таким образом, разрушение бронирующих оболочек обуславливает превращение двухфазной системы твердые

частицы — нефть в систему жидкие частицы — нефть, что, в свою очередь, в принципе ведет к изменению реологических характеристик двухфазной системы [120].

Известно решение задачи об отыскании эффективной вязкости двухфазной системы, представляющей жидкость вязкостью μ_c , движущуюся при низких числах Рейнольдса, в объеме которой

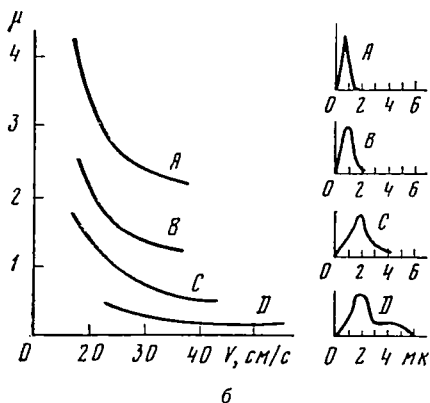
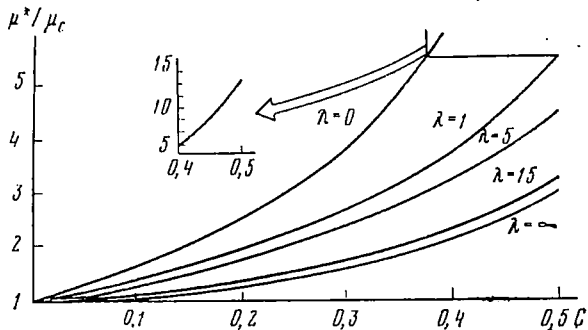


Рис. 31. Изменение вязкости эмульсии:

a — в зависимости от вязкости дисперсной фазы и дисперсионной среды; *b* — от скорости сдвига u и дисперсности эмульсии (*A*, *B*, *C*, *D*). μ^* — вязкость эмульсии; μ_c — вязкость дисперсионной среды; μ_d — вязкость дисперсной фазы; цифры на линиях — соотношения $\lambda = \frac{\mu_c}{\mu_d}$; *C* — концентрация дисперсной фазы.

диспергирована другая фаза, вязкостью, μ_d , меняющейся от нуля (газообразная фаза) до бесконечности (твердая фаза), при различной ее концентрации.

Результаты теоретического анализа для ламинарного потока, представленные на рис. 31, являются приближенными, однако позволяют сделать качественные выводы. С ростом вязкости диспергированной фазы растет эффективная вязкость двухфазной системы μ^* ; причем максимальную эффективную вязкость имеет суспензия типа жидкость — твердые частицы. Так, при 50%-ном содержании диспергированной фазы вязкость суспензии в 12 раз выше вязкости самой жидкости. С уменьшением вязкости диспергированной фазы эффективная вязкость эмульсии уменьшается, но не переходит нижнего предела, равного $\mu^* = 3\mu_c$.

Следовательно, снижение гидравлических потерь возможно и в условиях потока, характеризующегося высокими числами Рей-

нольдса. Однако удаление бронирующих оболочек при таких параметрах может значительно нейтрализоваться путем увеличения степени дисперсности эмульсии за счет эффектов дробления, что и было подтверждено экспериментально.

Степень влияния на вязкость эмульсий бронирующих оболочек капель пластовой воды, с одной стороны, и способности капель к дроблению при их устранении — с другой, в самых общих чертах была установлена следующим образом.

С целью гарантированного исключения образования прочных бронирующих оболочек на каплях воды в воду был заранее введен реагент. после чего при помощи лабораторной мешалки была приготовлена ее эмульсия с нефтью (табл. 20).

Т а б л и ц а 20

Содержание воды, %	ρ_{20}^4	Вязкость (в сПз) при температуре, °С		
		10	20	30
5	0,885	39,96	27,91	19,25
10	0,886	54,47	32,95	26,23
20	0,905	78,78	47,67	32,55
30	0,922	115,40	74,83	48,31
40	0,935	142,47	78,71	61,53
50	0,938	230,77	160,70	94,23

Отсутствие бронирующих оболочек на каплях эмульсии казалось бы должно снизить общую вязкость системы. Однако вязкость обычной эмульсии (табл. 21) оказалась ниже. Следовательно, эффект диспергирования (интенсивная турбулизация потока) больше влияет на повышение вязкости системы, чем отсутствие бронирующих оболочек на ее снижение. Такой вывод справедлив для систем, в которых укрупнение капель и расслаивание потока по условиям гидродинамического режима движения системы невозможны. Эмульсии, выделяющие воду, одновременно снижают и вязкость системы. На вязкость эмульсий при смешении воды с нефтью влияет не только

Т а б л и ц а 21

Содержание воды, %	ρ_{20}^4	Вязкость (в сПз) при температуре, °С		
		10	20	30
5	0,883	40,09	24,28	16,53
10	0,887	52,84	32,34	22,42
20	0,905	68,24	42,93	28,43
30	0,916	93,01	52,22	29,69
40	0,932	137,27	95,61	60,04
50	0,936	184,87	121,46	83,29

наличие бронирующих оболочек. Весьма существенна в этом отношении роль температурного фактора, абсолютного содержания воды в нефти и степени дисперсности (см. рис. 31). Весьма показательно, что при перемешивании нагретых эмульсий при высокой степени турбулентности потока конечная вязкость системы оказывается выше, чем при осуществлении этой же операции при низких температурах.

Снижение гидравлических сопротивлений за счет водного подслоя

Хотя решение этой задачи в данном случае имеет чисто иллюстративное значение и построено при использовании ряда допущений [13, 40], оно позволяет установить физическую сущность процессов,

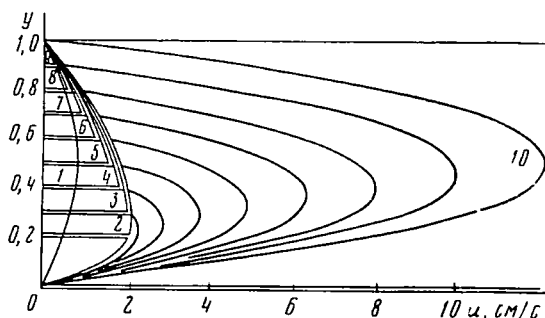


Рис. 32. Профили скоростей воды и нефти при совместном движении (ламинарный режим).

1 — нефть без подстилающего слоя; 2—9 — верхняя кривая для нефти и нижняя для воды при высоте водного слоя соответственно 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9 общей высоты потока; 10 — вода.

обуславливающих возможность повышения производительности трубопровода при сохранении давления на его головных участках без изменений либо снижения давления при сохранении производительности [72, 73, 51, 60, 112].

Из графиков, приведенных на рис. 32, видно, что скорость движения нефти в присутствии подстилающего слоя воды u (в долях от общей высоты потока) в определенных пределах резко возрастает. Физический смысл этого явления становится понятным, если учесть, что с ростом толщины водного подслоя h до определенного предела возрастает и скорость движения границы раздела фаз u_r (рис. 33). Это, в свою очередь, приводит к увеличению расхода нефти Q_h , так как возникает ситуация, имитирующая замену неподвижной ранее нижней стенки трубы движущимся с высокой скоростью слоем границы раздела фаз. Затем влияние фактора уменьшения площади, занимаемой нефтью, начинает сказываться в большей мере, чем рост Q_h за счет возрастания u_r , и общее значение Q_h уменьшается.

Таким образом, введение ПАВ в поток транспортируемой обводненной нефти сопровождается сложным комплексом различных явлений, связанных в основном с изменением качественного состояния капель воды. Появившаяся водная фаза не только снижает давление в трубопроводах и повышает их производительность, но и позволяет решить такие сложные проблемы, как деэмульсацию нефти (включая обессоливание) и борьбу с отложением парафина. Решение последней задачи объясняется возникновением водной пленки на стенках труб (модификация поверхности стали в гидрофильную) и работой трубопроводов в режиме самоочистки в результате резкого снижения сил сцепления между возникающими отложениями и материалом труб. Поэтому рассматривать воду лишь как вредный балласт, на перекачку которого напрасно затрачивается дополнительная энергия [38], нельзя.

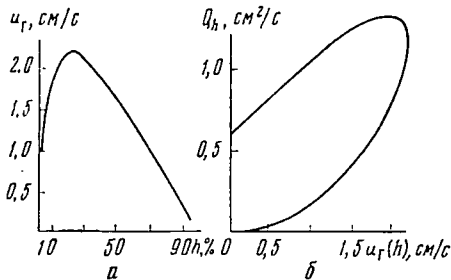


Рис. 33. Функциональная связь между параметрами h , Q_h , u_T .

a — изменение скорости движения границы раздела фаз от высоты водного слоя; b — изменение расхода нефти в функции от u_T .

Поэтому рассматривать воду лишь как вредный балласт, на перекачку которого напрасно затрачивается дополнительная энергия [38], нельзя.

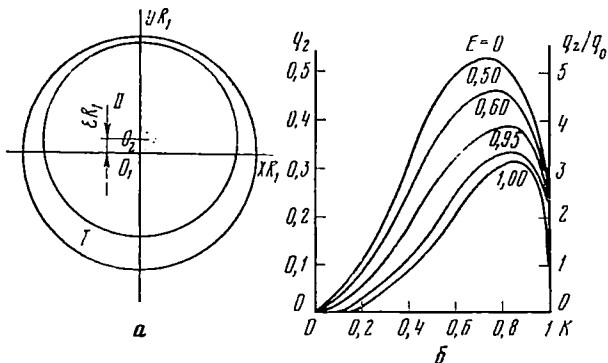


Рис. 34. Изменение расходов нефти (q_2) и воды (q_0) при совместном движении по трубопроводу в зависимости от ряда параметров.

I — вода; II — нефть.

На рис. 34 представлены зависимости безразмерного расхода более вязкой фазы жидкости от соотношения радиуса трубы и радиуса поверхности раздела фаз при различных значениях параметра E

$$E = \frac{K}{1-\epsilon}$$

где E — эксцентриситет поверхности раздела. При $E = 0$ поверхность раздела концентрична с окружностью трубы, при $E = 1$ — максимально эксцентрична, т. е. величина $K + \varepsilon = 1$ (окружности касаются друг друга в верхней точке); $K = R_1/R_2$.

На рисунке видно, что увеличение расхода q_2 по отношению к q_0 возможно от 32% при $E = 1$ до 54% при оптимальном соотношении расхода фаз. Если соотношение фаз не оптимально, то эффект подстилающего слоя будет проявляться в меньшей степени. При простом расчете по графику может быть показано следующее. При радиусе ядра нефтяного потока 40% радиуса трубы (16% площади проходного сечения) и при $E = 0,95$ расход нефти равен примерно 1,15 расхода той же нефти, движущейся в трубопроводе без воды по всему сечению. Таким образом, в этих условиях остальные 84% проходного сечения могут быть заняты водой, движение которой практически не влияет на перепад давления и расход нефти. С этой точки зрения вода не должна рассматриваться в качестве балласта, перекачка которого нежелательна. Скорее будет более правильным признать, что вода в данном случае выполняет полезные технологические функции.

Однако следует заметить, что экспериментально были получены несколько меньшие, по сравнению с теоретическими, значения расходов для более вязкой жидкости. Это частично объясняется волновым движением поверхности раздела жидкостей, а также тем, что в условиях совместного движения воды и нефти вода обычно движется в турбулентном режиме. Увеличение сдвиговых напряжений у поверхности раздела и частичное смещение нефти с водой повышает вязкость, а также уменьшает градиент давления.

Однако все эти явления не снимают рассмотренного выше эффекта подстилающего слоя и, по крайней мере, наличие воды в нижней части трубопровода не уменьшает расхода нефти. Поэтому торопиться со сбросом на промежуточных сборных пунктах и других узлах выделившейся из нефти воды, технологически нецелесообразно. Нужно лишь создать необходимые условия для того, чтобы добываемая вместе с нефтью вода не только не создавала дополнительные трудности при перекачке, но и выполняла полезную работу по транспортированию. Такие условия создаются при осуществлении трубной деэмульсации нефти при содержании воды в ней вплоть до 80—90%.

§ 5. СОВМЕЩЕНИЕ ГОРЯЧЕЙ СЕПАРАЦИИ И ДЕЭМУЛЬСАЦИИ НЕФТИ

Горячая сепарация нефти и доведение давления насыщенных паров до 500 мм рт. ст. в большинстве случаев достижимы при температуре нагрева не выше 70° С, что соответствует уровню подогрева нефти при ее деэмульсации по классической схеме. Перегрев нефти ведет к испарению и переходу в конденсат тяжелых углеводородов, большая часть которых впоследствии теряется. Кроме того, расход

газа на нагрев достигает 30% от извлекаемых горячей сепарацией легких фракций, или 0,5% веса добываемой нефти. При перекачке горячей нефти с установок подготовки в товарные резервуары, работающие в циклическом режиме, происходит потеря легких фракций вследствие больших и малых дыханий. Установка дополнительных теплообменников для охлаждения товарной нефти требует значительных капиталовложений и усложняет эксплуатацию всего комплекса оборудования.

Многоцелевое использование нагрева и правильное распределение температуры по пути движения нефти позволяют совместить процессы сепарации и деэмульсации, а также осуществить их при оптимальной температуре сепарации в одном и том же промышленном оборудовании непосредственно на потоке. Решающим требованием, ограничивающим такое совмещение, является соответствие температуры сепарации нефти температуре оптимального снижения прочностных свойств бронирующих оболочек на каплях пластовой воды и вязкости нефти, применяемой для разделения эмульсии на нефть и воду, т. е. должно соблюдаться неравенство

$$T_1 > T_2 > T_3,$$

где T_1 — температура сепарации, °С; T_2 — температура оптимально-минимальной прочности бронирующих оболочек, °С; T_3 — оптимально-минимальная температура вязкости нефти, °С.

При наложении кривых сепарации, вязкости нефти и прочности бронирующих оболочек, как функций температуры, на один график участки их оптимальных значений должны лежать в одном и том же интервале температур.

Параметры прочности бронирующих оболочек (Z_T) и вязкости (ν_T), как функции температуры, для большинства районов страны вполне совместимы. Так, для ромашкинских нефтей $T_2 = 25^\circ\text{C}$, $T_3 = 30^\circ\text{C}$, в то время как оптимальная температура сепарации при создании небольшого вакуума определяется 42°C .

Такие значения параметров при большом запасе времени и использовании гидродинамических эффектов позволяют осуществлять сепарацию и деэмульсацию нефти в мягком температурном режиме и широко использовать для завершения технологических операций (глубокое обезвоживание) товарные парки и головные сооружения.

Нагрев нефти до 42°C в присутствии реагента и при продолжительном движении нефти по трубопроводам вследствие гидродинамических эффектов позволяет глубоко разрушить бронирующие оболочки на каплях пластовой воды, сброс которой можно осуществлять как из сепаратора, так и при пониженной температуре ($25\text{—}30^\circ\text{C}$) непосредственно из резервуаров товарной нефти. Значение T_3 позволяет осуществлять этот процесс с высокой степенью эффективности. Снижение температуры жидкости до температуры отделения воды от нефти осуществляется за счет отдачи тепла в окружающую среду при движении нефти по трубопроводу от узла

сепарации до товарного парка готовой нефти. Нагрев нефти на головных участках движения эмульсии по коммуникациям при обработке стойких эмульсий более эффективен, чем нагрев эмульсии при отстое. В первом случае температурный эффект используется для разрушения бронирующих оболочек при возникновении гидродинамических эффектов в процессе транспорта эмульсии по трубопроводам и возникающем в связи с этим большим запасе технологического времени, а во втором — для снижения в основном вязкости эмульсии, разрушения бронирующих оболочек и отстоя воды от нефти при ограниченном запасе технологического времени, увеличить который возможно лишь за счет увеличения емкости отстойной аппаратуры.

Для эффективного ведения процесса оказывается более важно разрушить бронирующие оболочки и осуществлять отделение воды от нефти даже при пониженных температурах, чем создавать условия для оседания на дне аппаратов капель с неразрушенной бронирующей оболочкой при высокой температуре. При совмещении сепарации с деэмульсацией продолжительность пребывания нефти в аппарате рассчитывается по операции, требующей большего времени для своего завершения, в данном случае — по скорости отделения воды от нефти. Часто эти расчеты определяются режимом сепарации и скоростью всплывания окклюдированных пузырьков газа в движущейся в трехфазном сепараторе нефти.

В обоих случаях условия для сепарации газа и отделения воды от нефти легко создаются на потоке на горизонтальных участках трубопроводов с ламинарным режимом движения при соответствующих перепадах давления и расходе реагента-деэмульгатора. Это также делает совмещение таких операций в трубопроводах весьма эффективным. С другой стороны, совмещение процессов горячей сепарации газа с деэмульсацией нефти при мягком температурном режиме позволит сократить технологические потери углеводородов (в виде топлива при подогреве нефти) на 30% и при температуре товарной нефти ниже температуры сепарации практически исключить потери в резервуарах товарных парков и других негерметизированных емкостях по пути движения нефти, а также решить одним технологическим приемом две задачи, используя энергетические затраты на сепарацию нефти и для ее деэмульсации.

§ 6. СОВМЕЩЕНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕКАЧКИ ГАЗА КОНЦЕВЫХ СТУПЕНЕЙ С КОНДЕНСАЦИЕЙ ТЯЖЕЛЫХ ФРАКЦИЙ

Осуществление горячей сепарации с целью предотвращения потерь при дальнейшем транспорте нефти значительно осложняется выпадением конденсата в трубопроводах и неустойчивой работой компрессоров. Это вынуждает прибегать к охлаждению газа и применению дорогостоящей теплообменной аппаратуры.

Проблема перекачки газа конечных ступеней сепарации и предотвращение возможности выпадения конденсата в трубопроводах

успешно решается при использовании винтовых насосокомпрессоров. При этом непосредственно в насосокомпрессоре совмещается конденсация тяжелых компонентов газа с сообщением ему энергии для последующего транспортирования. Конденсация осуществляется за счет охлаждающего воздействия струи нефти, подаваемой в винтовой насосокомпрессор для уплотнения его нагнетательных элементов, сжатия газа в рабочих камерах машин. За счет этого же осуществляется и растворение тяжелых углеводородов в нефти. Обработанная нефть вместе с конденсатом подается в общий нефтяной коллектор. Сухой газ перекачивается потребителям.

§ 7. СОВМЕЩЕНИЕ ПРОЦЕССОВ СБРОСА ВОДЫ И УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА НЕФТИ С ТОВАРО-ТРАНСПОРТНЫМИ ОПЕРАЦИЯМИ

Прежде чем попасть на нефтеперерабатывающие заводы, нефть в процессе транспортирования многократно направляется в различные технологические емкости и резервуары, в которых нефтеперерабатывающие и транспортные организации осуществляют операции по ее замеру, приему или сдаче. Такие операции осуществляются в резервуарах готовой продукции промысловых товарных парков, товарных парков головных сооружений транспортных организаций, промежуточных товарных парков смежных территориальных транспортных управлений, товаро-сырьевых баз нефтеперерабатывающих заводов.

Разрушение эмульсии в процессе ее перекачки по трубопроводам на различные расстояния за счет гидродинамических эффектов, приобретаемая ею способность быстро расслаиваться на нефть и воду уже в процессе заполнения емкостей и резервуаров позволяют осуществлять операции, направленные на существенное улучшение качества нефти за счет совмещения во времени процессов отделения и сброса воды с товаро-транспортными операциями, не задалживая специально для этой цели резервуары товарных парков. Вода в этом случае отделяется от нефти по закону степеней функции и характеризуется сильно прижатой к оси ординат нисходящей ветвью кривой

$$\lg \Delta W = a + bt',$$

где ΔW — остаточное содержание воды в нефти; a , b — коэффициенты; t' — время пребывания нефти в резервуаре с начала заполнения.

Процесс хорошо осуществляется при соблюдении следующего соотношения скоростей падения укрупнившихся в потоке капель u_n и скорости восходящего потока u_b :

$$u_n \gg u_b.$$

Расчеты показали, что общая скорость подъема нефти в резервуаре не должна превышать 0,5 мм/с [80].

Волнообразные колебания границы раздела фаз нефть—отделившаяся вода при заполнении резервуаров интенсифицируют процесс перехода крупных капель пластовой воды в состав дренажных вод.

Вода из резервуаров может сбрасываться как в процессе их заполнения, так и по его окончании. Процесс эффективен во все времена года и в зависимости от глубины разрушения эмульсии в трубопроводах позволяет получать глубоко обезвоженную или обессоленную нефть практически без дополнительных капитальных затрат. Для осуществления его резервуары должны иметь оборудование для сброса воды, а товарные парки — соответствующую систему канализации. Все операции осуществляются операторами, занятыми в эксплуатации товарных парков.

Совмещение процессов сброса пластовой воды с операциями по заполнению резервуаров и другими товаро-транспортными операциями позволяет резко повысить производительность обезвоживающих установок на промыслах и улучшить качество нефти при ее прохождении через промысловые товарные парки, а также резервуары головных сооружений транспортных управлений и товарно-сырьевые базы нефтеперерабатывающих заводов.

§ 8. СОВМЕЩЕНИЕ ПРОЦЕССОВ ДЕЭМУЛЬСАЦИИ НЕФТИ И ОЧИСТКИ ПЛАСТОВЫХ ВОД (ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ)

Различные фйльность воды и нефти и их принадлежность к противоположным по полярности классам веществ могут быть использованы как для очистки нефти от воды и солей, так и сточной воды от нефти и других примесей. До сих пор промышленность сталкивалась лишь с другим результатом этих особенностей — образованием стойких эмульсий.

Введение в поток водонефтяной эмульсии значительных объемов горячих дренажных вод с остатками реагентов-деэмульгаторов означает не только вторичное их использование (утилизация тепла и реагента): при этом происходит глубокое разрушение эмульсии и взаимная очистка воды и нефти. Решающую роль в этом процессе играет возникновение развитой гидрофильной поверхности вследствие появления крупнодисперсной эмульсии дренажных вод. поверхность капель которой не защищена бронирующей оболочкой из асфальто-смолистых веществ нефти. Поскольку объем каждой капли дренажной воды намного превосходит объем большинства глобул пластовой эмульсии, при их столкновении первые могут оставаться практически неподвижными относительно вторых, что позволяет им выполнять роль гидрофильных, условно плоских, илверсирующих экранов, захватывающих мелкие капли.

Увеличение скорости потока при введении дренажной воды в сырьевой трубопровод и общего количества взвешенных в нефти частиц приводит к возрастанию числа взаимных столкновений капель друг с другом за счет проявления эффекта градиента скоростей у сте-

пок труб, а также к увеличению вероятности слияния капель и извлечения воды из нефти.

Эти же процессы имеют место при движении дренажных вод в трубопроводах. Вследствие противоположной полярности воды и нефти и их ограниченной взаимной растворимости включения нефти из очищаемых глобул пластовой воды переходят в состав сплошной фазы — нефти, чему в значительной мере способствует турбулентный режим движения потока и улучшение процессов массообмена. Таким образом, транспортирование этих жидкостей по трубопроводам-каплеобразователям открывает широкие возможности для улучшения технологии подготовки нефти и очистки сточных вод (об эффективности этих процессов можно судить по данным табл. 22 и 23, где представлены результаты применения совмещенных схем на ряде крупных товарных парков).

Высокая эффективность очистки нефти от воды достигается при применении принципа дождевания капель эмульсии через полярный жидкостный фильтр (слой воды). Высота жидкостного слоя определяется соотношением

$$t^* > t'_1 + t'_2,$$

где t^* — время всплытия капли в слое жидкостного фильтра; t'_1 — время перехода капли пластовой воды на поверхность нефтяной капли; t'_2 — время, необходимое для разрушения бронирующих оболочек на каплях пластовой воды и перехода их содержимого в состав жидкостного фильтра.

Всплытие капель нефти в толще воды обуславливает дополнительную очистку воды за счет проявления эффектов жидкостной флотации. Обычно флотационные методы очистки дренажных вод от нефти основаны на удалении из воды мелких дегазированных капель нефти пузырьками газа, вводимыми в очищаемую воду (рис. 35). Поэтому целесообразно сопоставить эффективность обоих методов очистки сточных вод, которая в конечном итоге может быть оценена коэффициентом $k_{эф}$, определяемым как произведение вероятности столкновения газового пузырька с каплей нефти E на вероятность ее захвата и выноса на поверхность Z :

$$k_{эф} = EZ.$$

Этот коэффициент при флотации I рода всегда меньше единицы. Выигрыш энергии $\Delta\mathcal{E}$ при флотации пузырьками газа частиц, взвешенных в объеме очищаемой жидкости, в общем случае равен [15, 39]

$$\Delta\mathcal{E} = \frac{\mathcal{E}_1 - \mathcal{E}_2}{S_{чг}} = \sigma_{жг} \left(\frac{S_{жг} - S'_{жг}}{S_{чг}} - \cos \theta \right),$$

где $\mathcal{E}_1, \mathcal{E}_2$ — энергия системы до и после контакта элементов системы; $S_{чг}$ — поверхность контакта частицы с газом; $S_{жг}, S'_{жг}$ — поверхность пузырька, первоначальная и оставшаяся после прилипания частицы; θ — краевой угол смачивания.

Из выражения видно, что выигрыш энергии при флотации I рода целиком определяется значением краевого угла смачивания.

При благоприятных условиях флотация каплей нефти пузырьками газа имеет ряд специфических особенностей. В данном случае происходит не только захват капли нефти пузырьком газа и последующий ее подъем, как при флотации минералов и твердых частиц (см. рис. 35). Поскольку нефть обладает свойствами поверхностно-активных веществ, захват ее капли будет сопровождаться растеканием части

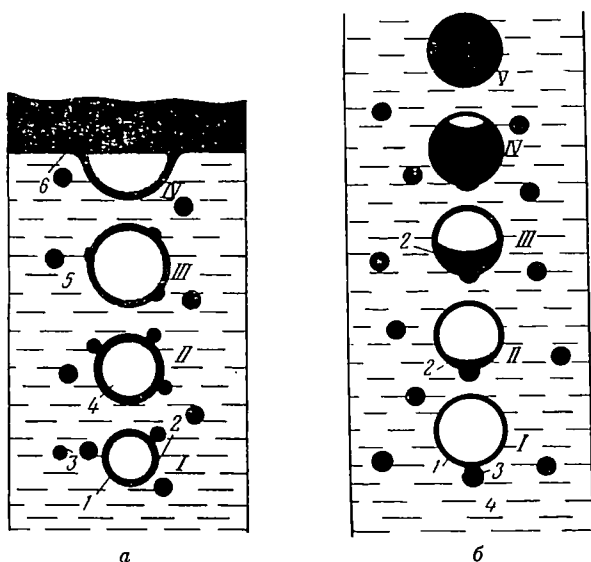


Рис. 35. Флотационные методы очистки сточных вод. а — от механических примесей: 1 — газовый пузырек; 2 — оболочка пузырька; 3 — частицы, смоченные нефтью; 4 — ядро газового пузырька; 5 — дренажная вода; 6 — слой нефти и мехпримесей; б — от капель нефти пузырьками газа: 1 — газовый пузырек; 2 — растекающаяся по поверхности пузырька пленка нефти; 3 — капля нефти; 4 — дренажная вода. I—V — стадии процессов захвата и выноса частиц.

нефти (подъемом) под действием поверхностных сил по поверхности газового пузырька. В конечном счете может возникнуть пенная ячейка, состоящая из газового ядра и тонкого слоя нефти. Захват последующих частиц нефти сопровождается переходом их содержимого в состав нефтяной пленки.

Угол смачивания водой капли нефти и твердых частиц с увеличением концентрации ПАВ (типа дисолван) в воде, как известно, уменьшается. Снижается также и абсолютное значение поверхностного натяжения. Поэтому газовая флотация в присутствии деэмульгатора подавляется, а критическое значение подъемной силы P пузырьков, равной весу флотируемых частиц, с уменьшением значения θ резко падает [15]:

$$P = 2\sigma_{\text{жг}} \left(\sin \theta - \frac{r}{R} \right),$$

где $\sigma_{жг}$ — поверхностное натяжение на границе жидкость—газ; r — радиус контура прилипания; R — средний радиус кривизны пузырька.

Применение жидкостной флотации или жидкостной флотации с газовым ядром вместо чисто газовой позволяет резко увеличить вероятность захвата частиц и сохранить высокое значение подъемной силы P при любом числе захваченных частиц. Выигрыш энергии при слиянии капель по сравнению с вариантом их слипания с пузырьками газа всегда будет больше на положительную величину $\Delta\mathcal{E}'$, которая характеризуется следующим равенством:

$$\Delta\mathcal{E}' = S\sigma_{кч} + S_{ч}\sigma_{чж} - \Delta S\sigma_{чж},$$

где S , $\sigma_{кч}$ — соответственно площадь границы раздела капля — частица и поверхностное натяжение; $S_{ч}$, $\sigma_{чж}$ — соответственно поверхность частицы на границе раздела с водой и поверхностное натяжение; ΔS — увеличение поверхности флотирующей капли за счет слияния с частицей.

Более того, с увеличением числа захваченных частиц подъемная сила будет возрастать. При применении в качестве флотирующих элементов капель нефти вместо пузырьков газа соблюдается условие идеального смачивания флотируемых элементов флотирующими. Флотирующие капли нефти при контакте с мелкими каплями нефти, подлежащими извлечению из сточных вод, сливаются с ними и входят в их состав. При этом возможность отрыва мелких капель от флотирующих элементов при их подъеме, характерная для газовой флотации, исключается, а подъемная сила растет пропорционально радиусу флотирующей частицы в третьей степени, т. е.

$$P = 3,27 (R_1^3 + nR_n^3) (\rho_{в} - \rho_{н}),$$

где R_1 , R_n — радиусы флотирующей капли и флотируемых капель соответственно; n — число капель захваченных при флотации; $\rho_{в}$, $\rho_{н}$ — плотность воды и нефти соответственно.

Скорость подъема капель при захвате флотируемых капелек воды также будет возрастать

$$v = \frac{2}{9} \cdot \frac{g}{\mu} (\rho_{в} - \rho_{н})^{\frac{3}{2}} \sqrt{(R_1^3 + nR_n^3)^2},$$

где v — скорость всплытия шариков нефти в воде; g — ускорение силы тяжести; μ — вязкость сточной воды.

Поскольку уровень свободной поверхностной энергии твердого тела на границе раздела фаз с газом всегда выше уровня свободной энергии на границе раздела с жидкостью, замена газовой флотации жидкостной будет более эффективной и в случае очистки сточных вод от твердых примесей.

Насыщение воды газом для осуществления флотации II рода незначительно повышает вероятность захвата частиц нефти пузырьками выделяющегося из воды газа из-за низкой его растворимости

в воде и требует дополнительных затрат и применения сложного оборудования.

При использовании герметизированного оборудования возможно без значительных дополнительных капитальных и эксплуатационных затрат (при насыщении газом не флотационной среды — воды, а флотируемой фазы — нефти) осуществить флотацию II рода при коэффициенте $k_{эф}$, равном единице. Для этой цели лучше использовать недоразгазированную нефть, что позволит резко уменьшить расход применяемой для флотации нефти и увеличить скорость подъема флотирующих элементов, а следовательно, и производительность очистных аппаратов. При введении нефти в капельном состоянии в объем очищаемой дренажной воды и снижении давления газовые пузырьки будут возникать непосредственно в каплях нефти; коэффициенты E и Z (т. е. вероятность захвата) при этом оказываются равными единице. В этом случае проблема очистки воды от нефти заменяется технологической возможностью получения качественных сточных вод, не нуждающихся в такой очистке и пригодных для закачки в пласт непосредственно на потоке. Отсюда следует, что процессы взаимодействия капель нефти с дренажной водой оказываются намного сложнее, чем это представлялось ранее [74].

Процесс может применяться в качестве самостоятельной операции или совмещаться с пенной деэмульсацией. Возможность появления рассеянных дегазированных капель нефти на границе раздела нефть—вода за счет пульсационных процессов и перемешивания жидкости нейтрализуется восходящим потоком вспененных капель нефти, осуществляющих захват и последующий вынос этих частиц. Дождыванием капель очищаемой сточной воды через сплошную среду гидрофобного (нефтяного) фильтра с определенной скоростью также можно получить чистые дренажные воды высокого качества. Достижимый эффект основан на использовании явлений жидкостной адгезии при контакте частиц одинаковой полярности в лиофобной среде. Размеры очищаемых капель воды, пропускаемых через гидрофобный фильтр (слой нефти), подбираются так, чтобы время оседания капли через гидрофобный слой t_0 было больше суммы двух слагаемых: времени перехода t_1 частиц нефти, заключенных в капле воды, на ее поверхность и времени перехода нефтяной пленки с этой поверхности в состав жидкостного фильтра t_2 , т. е.

$$t_0 \gg t_1 + t_2.$$

Качество сточных вод при соблюдении этого неравенства оказывается высоким и характеризуется низким остаточным содержанием нефтепродуктов, достигнуть которого на твердых фильтрах самых современных конструкций практически невозможно. Критическая толщина гидрофобного фильтра зависит от размера частиц эмульгированной нефти и капель воды; ориентировочно ее можно вычислить по формуле

$$H_{\min} = a \frac{\mu_n d_B^3}{\mu_w d_H^2},$$

где a — опытный коэффициент; μ_v и μ_n — вязкость воды и нефти в сП; d_v и d_n — диаметр капель воды и эмульгированной нефти в см.

Диаметр большинства капель эмульгированной нефти в сточной воде составляет 10—15 мк. Для улавливания частиц эмульгированной нефти размером $d_n \geq 10$ мк из капель воды диаметром 2 мм требуется, например, создать слой нефти толщиной около 4 м. Если капля воды имеет размер 1 мм, то достаточно создать слой нефти толщиной 0,5 м.

В последние годы на промыслах Татарии вопрос очистки сточных вод для закачки в пласты решается как составная часть одной большой проблемы сбора, транспорта и подготовки нефти. При этом используются эффекты различной полярности воды и нефти для их взаимной очистки непосредственно в процессе обезвоживания и обессоливания. В крупных промышленных масштабах такая технология очистки сточных вод применена в 1968 г. на Бирючевском и Павловском узлах подготовки нефти НГДУ Актюбанафть, а позднее и на других промыслах объединения Татнефть. На рис. 36 приведена принципиальная схема совмещения процессов очистки сточных вод и обезвоживания нефти на Бирючевском товарном парке.

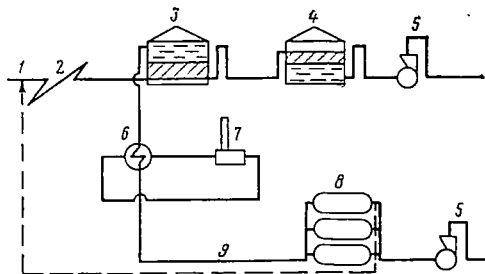


Рис. 36. Принципиальная технологическая схема совмещенной технологии очистки сточных вод и деэмульсации нефти на Бирючевском товарном парке.

1 — линия дренажной воды, вводимой в сырьё; 2 — промышленный трубопровод-каплеобразователь; 3 — технологический резервуар очистки сточной воды I ступени и деэмульсации нефти; 4 — II ступень очистки сточных вод в резервуаре с гидрофобным жидкостным фильтром (нефтью); 5 — насос; 6 — теплообменники; 7 — печь; 8 — отстойники; 9 — каплеобразователь.

По этой схеме очистка сточных вод совмещается с деэмульсацией нефти на термохимической установке (ТХУ) и осуществляется в две ступени. Продукция скважины 10—11 тыс. т/сут обводненностью 30—35% после сепарации газа смешивается в трубопроводе с дренажной водой ТХУ. Расход дренажной воды 900—1100 м³/сут. Введение в поток обводненной нефти значительных объемов горячей дренажной воды с остатками реагентов-деэмульгаторов способствует возникновению развитой гидрофильной поверхности, играющей роль центров коагнесценции, что обеспечивает эффективное разрушение эмульсии в трубопроводе при турбулентном режиме движения потока. После такой обработки обводненная нефть вводится в вертикальный резервуар емкостью 5000 м³, где поддерживается слой воды 3,5—4 м, который служит своеобразным гидрофильным жидкостным фильтром.

Прошедшая через жидкостный фильтр нефть с небольшим содержанием воды после добавки деэмульгатора и нагрева направляется

по трубопроводу, выполняющему роль каплеобразователя, на ТХУ для окончательного обезвоживания. Отделяющаяся в результате взаимодействия обводненной нефти с гидрофильным фильтром сточная вода в количестве 3000—3200 м³/сут отводится через гидрозатвор в резервуар-отстойник емкостью 1000 м³, в верхней части которого смонтировано распределительное устройство и поддерживается слой нефти толщиной до 2 м. В данном случае нефтяной слой выполняет функции гидрофобного жидкостного фильтра, который задерживает эмульгированную нефть и гидрофобные твердые частицы, содержащиеся в очищаемой сточной воде при ее прохождении в виде капель через этот слой. Сточная вода после гидрофобного фильтра отбирается из отстойника через дырчатые трубы, уложенные по периферии на уровне 1 м от дна, и через гидрозатвор отводится в буферную емкость, откуда откачивается на кустовые насосные станции (КНС) системы поддержания пластового давления.

В табл. 22 приведены данные об изменении качества сточной воды Бирючевского товарного парка в процессе очистки.

Т а б л и ц а 22

Показатели	Место отбора проб			
	после ТХУ	после резервуара с гидрофильным фильтром	после отстойника с гидрофобным фильтром	после буферной емкости
Плотность, г/см ³	1,161—1,170	1,161—1,17	1,161—1,164	1,161—1,169
	<u>1,166</u>	<u>1,166</u>	<u>1,165</u>	<u>1,165</u>
Температура, °С	<u>36—42</u>	<u>21—32</u>	<u>20—31</u>	<u>19—26</u>
	<u>40</u>	<u>25</u>	<u>23</u>	<u>22</u>
Реакция среды (рН)	<u>6,0—6,4</u>	<u>6,1—6,4</u>	<u>6,1—6,4</u>	<u>6,1—6,4</u>
	<u>6,3</u>	<u>6,3</u>	<u>6,3</u>	<u>6,3</u>
Содержание, мг/л:				
эмульгированной нефти	<u>20—1543</u>	<u>24—72</u>	<u>13—59</u>	<u>10—45</u>
	<u>464</u>	<u>51</u>	<u>34</u>	<u>32</u>
взвешенных твердых частиц	<u>26—81</u>	<u>38—52</u>	<u>32—49</u>	<u>31—47</u>
	<u>66</u>	<u>46</u>	<u>38</u>	<u>37</u>
закисного железа	<u>132—160</u>	<u>130—160</u>	<u>125—160</u>	<u>123—160</u>
	<u>148</u>	<u>147</u>	<u>145</u>	<u>143</u>

Примечание. В числителе — предел изменения показателей качества сточной воды, в знаменателе — средневзвешенное значение.

Как видно из таблицы, в резервуаре предварительного обезвоживания нефти с гидрофильным фильтром происходит и очистка дренажной воды ТХУ. Выходящая из него сточная вода содержит до 72 мг/л эмульгированной нефти и до 52 мг/л взвешенных твердых частиц. Дальнейшее снижение содержания этих веществ в очищаемой воде наблюдается в отстойнике с гидрофобным филь-

ром и в буферной емкости. Концентрация закисного железа в сточной воде в процессе очистки практически не изменяется, что свидетельствует о достаточной герметичности системы подготовки нефти и воды. Исследование с применением микроскопии показало, что подавляющее большинство (97—98%) взвешенных в воде частиц в этом товарном парке имеют размер не более 5 мк.

На Павловском товарном парке очистка сточных вод совмещается с обезвоживанием и обессоливанием нефти на установке комплексной подготовки (УКПН). В парк поступает 32—35 тыс. т/сут нефти обводненностью 35—40%. Непосредственно перед резервуаром с гидрофильным фильтром в нефть добавляется 3,5—4 тыс. м³/сут дренажной воды температурой 45—55° С, содержащей поверхностно-активные вещества.

Обводненная нефть после кратковременного смешения с дренажной водой в трубопроводе при турбулентном режиме подается в два параллельно работающих резервуара емкостью по 5 тыс. м³ с гидрофильным жидкостным фильтром. Прошедшая через гидрофильный фильтр нефть с небольшим остаточным содержанием воды направляется на УКПН для обессоливания, а сточная вода, отделяющаяся в резервуарах, отводится через гидрозатвор в два параллельно работающих отстойника емкостью по 5 тыс. м³, имеющих гидрофобные жидкостные фильтры. Из отстойников сточная вода через гидрозатвор поступает в буферную емкость, откуда откачивается в систему заводнения пластов.

В табл. 23 приведены данные об изменении качества сточной воды Павловского товарного парка в процессе ее очистки. Большое содержание нефти в сточной воде из резервуаров с гидрофильным фильтром объясняется незначительным временем ее смешения в трубопроводе с поступающей с промыслов эмульсией перед подачей в резервуары I ступени. Однако эта нефть почти полностью задерживается в отстойниках с гидрофобным жидкостным фильтром, что свидетельствует об его эффективности и низкой чувствительности к ухудшению качества воды после I ступени. Размер взвешенных твердых частиц в выходящей из отстойников этой ступени воде также до 5 мк. Качество сточной воды за время ее пребывания в буферной емкости практически не изменяется. Промышленно-ливневые воды Павловского товарного парка после улавливания из них нефти сбрасываются в поглощающие горизонты. В дальнейшем предусматривается очистка их для закачки в продуктивные пласты.

Совмещенная схема сбора и подготовки нефти и очистки сточных вод с использованием эффектов жидкостных фильтров применяется во многих НГДУ объединения Татнефть. Она позволяет осуществлять подготовку нефти и очистку сточных вод при минимальном наборе промыслового оборудования и значительно снизить капитальные вложения, связанные с очисткой сточных вод. Например, сметная стоимость оборудования для очистки 20 тыс. м³/сут сточных вод по совмещенной схеме не превышает 300 тыс. руб. Для

Показатели	Место отбора проб			
	после блоков обезвоживания нефти	после резервуара с гидрофильным фильтром	после отстойника с гидрофобным фильтром	после буферной емкости
Плотность, г/см ³	$\frac{1,136-1,146}{1,140}$	$\frac{1,137-1,148}{1,141}$	$\frac{1,136-1,146}{1,139}$	$\frac{1,134-1,146}{1,139}$
Температура, °С	$\frac{45-55}{52}$	$\frac{22-26}{23}$	$\frac{20-24}{22}$	$\frac{19-23}{20}$
Реакция среды (рН)	$\frac{5,2-5,6}{5,3}$	$\frac{5,1-5,7}{5,5}$	$\frac{5,1-5,6}{5,4}$	$\frac{5,1-5,6}{5,4}$
Содержание, мг/л:				
эмульгированной нефти	$\frac{120-2926}{1893}$	$\frac{144-9268}{7896}$	$\frac{11-97}{49}$	$\frac{10-85}{48}$
взвешенных твердых частиц	$\frac{47-102}{68}$	$\frac{53-192}{117}$	$\frac{37-103}{56}$	$\frac{32-78}{52}$
закисного железа	$\frac{127-145}{138}$	$\frac{125-146}{139}$	$\frac{125-144}{137}$	$\frac{125-140}{136}$

Примечание. В числителе — предел изменения показателей качества сточной воды; в знаменателе — средневзвешенное значение.

сравнения укажем, что сметная стоимость очистной станции такой производительности составляет более 1,2 млн. руб.

Совмещенная схема сбора, подготовки нефти и сточных вод полностью отвечает современным требованиям применения блочного оборудования, обеспечивает возможность осуществления обустройства промыслов индустриальными методами и не требует сложной автоматики для контроля и управления процессами подготовки нефти и очистки сточных вод.

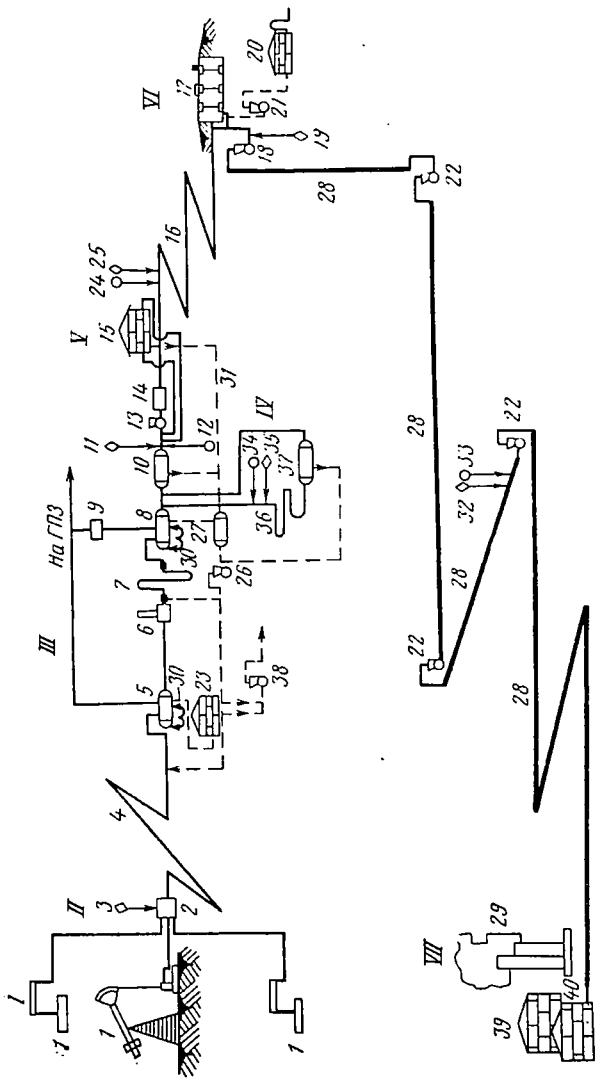
§ 9. ПРИНЦИПАЛЬНАЯ СОВМЕЩЕННАЯ СХЕМА ПРОМЫСЛОВОГО ОБУСТРОЙСТВА

Выше было сказано, что в промысловом оборудовании возможно совмещение различных технологических операций с процессами добычи нефти и газа и их транспортированием. Совмещенная система сбора нефти и газа (рис. 37) позволяет широко использовать целый набор средств интенсификации технологических процессов (завихрители, распылители, трубчатые электрические нагреватели — насосы, электрические коалесценторы) и блочного оборудования (дозаторы, путевые нагреватели, трехкомпонентные сепараторы, трубчатые каплеобразователи и т. д.), встраиваемого в технологическую цепочку в зависимости от поставленных задач, а также особенностей разрабатываемых месторождений.

Рис. 37. Совмещенная схема сбора, сепарации газа, подготовки нефти и очистки сточных вод.

1 — скважины; 2 — блочная групповая замерная установка (Слутчик), 3, 11, 19 — блочный дозатор реагента; 4 — промысловые системы сбора, используемые в технологических целях; 5 — блочный трехкомпонентный сепаратор I ступени с каллеобразователем 30 и гидрофильным жидкостным фильтром; 6 — блочный нагреватель; 7 — трубчатый теплообразователь; 8 — блочный трехкомпонентный сепаратор II ступени с каллеобразователем и гидрофильным жидкостным фильтром; 9 — компрессор (компрессорнасос) в блочном варианте; 10 — промежуточная емкость (отстойник); 12 — узлы подачи пресной воды; 13, 21, 26, 38 — насосы; 14 — замерное устройство типа «Рубин»; 15 — резервуары промыслового товарного парка и емкости с гидрофильным жидкостным фильтром; 16 — резервуар сточных вод; 22 — магистральные насосы; 23 — резервуар очистки сточных вод с жидкостным гидрофильным фильтром; 24 — дозатор реагента на выходе из товарного парка; 27 — промежуточная емкость; 32 — дозоровый насос для химреагента на перекачивающей станции; 33 — узел подачи пресной воды на блоке обессоливания; 34 — трубчатый теплообразователь; 37 — отстойник-водоотделитель; 39 — резервуар ЭЛОУ; 40 — резервуар ТСБ.

Узлы: I — группа скважин; II — слутчики и промысловые системы сбора; III — центральный сборный пункт; IV — обессоливающий блок; V — промысловый товарный парк; VI — нефтесерабатывающий завод



фильтром; 16 — трубопровод; 17 — резервуары головных сооружений; 18 — магистральный насос; 20 — резервуар сточных вод; 22 — магистральные насосы; 23 — резервуар очистки сточных вод с жидкостным гидрофильным фильтром; 24 — дозатор реагента на выходе из товарного парка; 27 — промежуточная емкость; 32 — дозоровый насос для химреагента на перекачивающей станции; 33 — узел подачи пресной воды на блоке обессоливания; 34 — трубчатый теплообразователь; 37 — отстойник-водоотделитель; 39 — резервуар ЭЛОУ; 40 — резервуар ТСБ.

Узлы: I — группа скважин; II — слутчики и промысловые системы сбора; III — центральный сборный пункт; IV — обессоливающий блок; V — промысловый товарный парк; VI — нефтесерабатывающий завод

При использовании того или иного набора представленного на схеме оборудования решаются следующие технологические задачи в области сбора, транспорта и подготовки (обезвоживания и обессоливания) нефти и очистки сточных вод.

Интервал скважины — центральный сборный пункт, узлы I—III

1) Обезвоживание нефти до заданной глубины; 2) очистка сточных вод до заданных кондиций для закачки в систему ППД; 3) отбор попутного газа; 4) осуществление горячей сепарации и предотвращение потерь легких фракций; 5) повышение производительности скважин; 6) снижение вязкости продукции скважин в системе сбора; 7) борьба с отложениями парафина; 8) борьба с коррозией оборудования.

При осуществлении упомянутых выше технологических операций в технологический цикл включаются следующие оборудование и объекты: 1—10, 13—15, 23, 25—27. При этом в отдельных видах оборудования совмещаются следующие технологические операции.

На блоке 2 с помощью блочного дозатора 3 совмещается ввод химических реагентов или веществ, имеющих необходимый комплекс свойств, включая деэмульгирующую способность, а также способность предотвращать отложения парафина и коррозию оборудования (например, сепароль-25 с ингибитором 3).

На блоке 4 транспортирование продукции скважин по системам сбора совмещается с глубоким разрушением эмульсии, снижением вязкости системы, предотвращением парафинизации промысловых трубопроводов за счет воздействия химических реагентов на стенки труб и кристаллы парафина, защитой трубопроводов от коррозии.

На блоке 5 совмещаются операции по отбору попутного газа I ступени сепарации, отделению воды от нефти, очистке сточных вод в подводящем сырьевом трубопроводе-каплеобразователе и в жидкостном фильтре сепаратора.

На блоке 8 совмещаются операции по отбору газа II ступени горячей сепарации с глубоким обезвоживанием нефти в жидкостном гидрофильном фильтре с использованием эффектов вспенивания.

На блоке 9 совмещаются операции по откачке горячего газа II ступени с отбором и возвратом в нефть тяжелых углеводородов.

На блоке 23 совмещаются операции по тонкой очистке сточных вод от нефтепродуктов с помощью гидрофобного жидкостного фильтра с отделением механических примесей до кондиций, обеспечивающих закачку сточных вод в систему ППД без дополнительной очистки. При включении в технологическую схему оборудования 34—37 обессоливающей ступени IV в интервале скважина — центральный сборный пункт успешно решается и проблема обессоливания нефти. Эту же задачу (а также задачу глубокого обезвоживания и опреснения нефти) можно решить и при совмещении процессов заполнения резервуаров промыслового товарного парка с операциями по сбросу отделившейся от нефти в трубопроводах пластовой воды при ее транспортировании в товарный парк, минуя узел IV.

В этом случае для обессоливания нефти подача пресной воды (а при необходимости — реагента-деэмульгатора) осуществляется с помощью оборудования 11, 12.

**Интервал скважины — центральный| сборный пункт
(промысловый товарный парк) — головные сооружения,
узлы I—III, V, VI**

В этом интервале при максимально возможном совмещении операций и рациональном использовании промышленного оборудования возможно решение следующих задач в области подготовки нефти: 1) глубокое обезвоживание; 2) опреснение; 3) обессоливание до экспортных кондиций. Процесс глубокого обезвоживания нефти в этом интервале совмещается с операцией по прокачке нефти по межпромысловому трубопроводу и товаро-транспортными операциями в резервуарах головных сооружений.

При введении в поток нефти пресной воды (12) и реагента с ингибитором коррозии (11) на головных участках трубопровода (16) при соответствующих температурных условиях решается проблема опреснения нефти либо ее обессоливания до экспортных кондиций.

В этом случае совмещаются транспортирование водонефтяной смеси с процессами активного вымывания солей из нефти и операции по заполнению нефтью резервуаров головных сооружений со сбросом дренажной воды.

**Интервал скважины — центральный сборный пункт —
головные сооружения — завод**

Использование магистральных трубопроводов в технологических целях позволяет: 1) решить проблему глубокого обессоливания нефти на НПЗ, не прибегая к строительству дополнительных установок ни на промыслах, ни на заводах; 2) улучшить гидродинамические характеристики трубопроводов; 3) предотвратить отложения парафина.

Для решения этих задач в магистральный трубопровод на головных его участках (узел VI) вводится ингибитор коррозии и деэмульгатор, гидрофилизующий внутреннюю поверхность трубопровода. Транспортирование обезвоженной нефти совмещается с операциями по многократному разрушению бронирующих оболочек на каплях оставшейся в нефти пластовой воды как в магистральных насосах 21, так и пристенных зонах трубопроводов, а также гидрофилизацией их стенок. Это обеспечивает снижение вязкости эмульсии, предотвращение отложений парафина и возможность глубокого обессоливания нефти на НПЗ без изменения режима работы заводских ЭЛОУ. В отдельных случаях на конечных перекачивающих станциях возможна дозировка в трубопровод необходимого количества пресной промышленной воды, что позволяет получить обессоленную нефть при ее прохождении транзитом через резервуары товарных парков ТСБ и обеспечивает условия для переработки нефти на заводах, не имеющих ЭЛОУ или при их остановке.

ДЕЭМУЛЬСАЦИЯ НЕФТИ В ИНТЕРВАЛЕ СКВАЖИНА — ПРОМЫСЛОВЫЙ ТОВАРНЫЙ ПАРК

§ 1. РАЗРУШЕНИЕ ЭМУЛЬСИИ В МОДЕЛЯХ ТРУБОПРОВОДОВ

Процесс разрушения эмульсии в лабораторных условиях, моделирующих ее движение по коммуникациям систем сбора месторождений Татарии, Мангышлака и Коми АССР, изучался на примере систем сбора Абдрахмановской, Сулеевской, Восточно-Сулеевской, Азнакаевской, Зай-Каратайской, Миннибаевской, Лениногорской, Альметьевской и других основных площадей Ромашкинского, а также Бавлинского и Прикамских месторождений в Татарии, месторождений Узень и Жетыбай Мангышлака и Западно-Тэбукского и Джьерского месторождений Коми АССР. Было доказано, что первая фаза деэмульсации нефти — разрушение бронирующих оболочек и укрупнение глобул пластовой воды при введении реагента в поток нефти — может быть перенесена на любые промысловые системы сбора независимо от их конструктивных особенностей, свойств добываемой нефти и эффективно осуществляться в них в любое время года. При движении эмульсии с введенным в нее реагентом по трубопроводам в течение 2—8 ч даже в условиях низких температур ($+5 \div +20^\circ \text{C}$) происходило глубокое разрушение ее, сопровождающееся эффективным отделением воды от нефти в резервуарах при их заполнении.

Глубина обезвоживания нефти

Для оценки глубины разрушения эмульсии при ее движении по трубопроводам и технологических расчетов подготовки нефти (возможностей промысловых систем сбора, коммуникационных и магистральных трубопроводов при проектировании вариантов трубной деэмульсации на старых, а также на вновь вводимых в разработку месторождениях) важно иметь правильное представление о функциональной связи между изменением качества обработанной реагентом эмульсии, временем обработки (t) и расходом реагента (C). Эти зависимости также могут быть использованы для оценки возможных изменений качества нефти при товаро-транспортных операциях.

С целью установления этих зависимостей были использованы результаты исследований моделирования процессов трубной деэмульсации эмульсии девонской нефти Сулеевской площади. Моделирование деэмульсации нефти при ее движении по трубопроводам проводи-

лось на лабораторной качалке при 60 качаниях в минуту и температуре 20° С. Расход реагента составлял 30, 40 и 50 г/т; содержание воды в сырой нефти—11%.

Нефть с введенным в нее реагентом помещалась в контейнер-качалку на заданное время (1, 2, 3, 4, 5, 6 и 8 ч). После обработки и отстоя в течение 1 ч в ней определялось остаточное содержание воды (ΔW).

На рис. 38 видно, что по мере увеличения времени движения эмульсии по трубопроводам глубина ее разрушения возрастает.

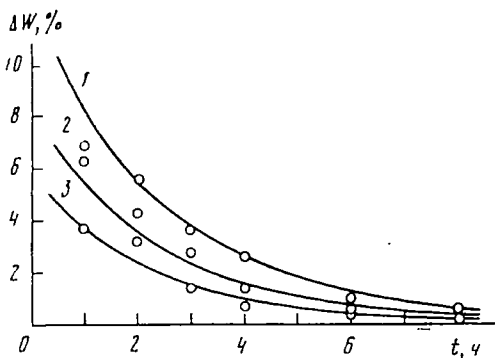


Рис. 38. Изменение степени обезвоживания нефти в зависимости от расхода реагента и времени движения эмульсии в трубопроводе.

1—3 — расход реагента 30, 40, 50 г/т соответственно (экспериментальные точки нанесены кружками).

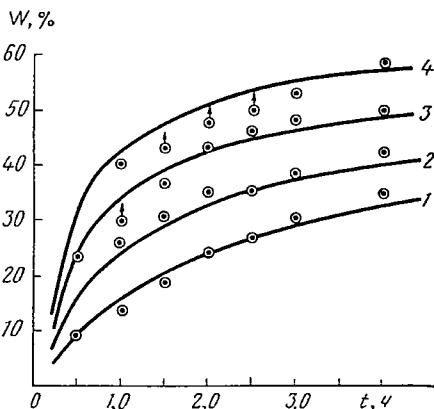


Рис. 39. Зависимость между количеством воды, выделяющейся при разрушении эмульсии, временем турбулентации и отстоя.

1—4 — время турбулентации 5, 10, 20 и 30 мин соответственно (экспериментальные точки нанесены кружками)

Окончательную зависимость ΔW от t и C можно представить в виде:

$$\Delta W = M \frac{1}{k_1 + k_2 \left(\frac{C}{10}\right)^2} e^{-\left(k_3 + k_4 \frac{C}{m+C}\right) t},$$

где ΔW — остаточное содержание воды, %; M — коэффициент, учитывающий полноту процесса ($M = 0,7$); $k_1 - k_4$ — коэффициенты, полученные эмпирическим путем ($k_1 = 0,03344$, $k_2 = 0,005643$, $k_3 = 0,0589$, $k_4 = 0,5354$); C — расход реагента, г/т; t — время движения эмульсии в трубопроводе, ч; m — коэффициент (постоянная величина). При оптимальных значениях k_3 и k_4 $m = 20$.

Зависимость $\Delta W' = f(t', t)$ имеет вид:

$$\Delta W' = \frac{100t'}{[1,9880 - 0,0038t(1 + t/10)]t' + \left(\frac{21,41}{t} + 0,13\right)},$$

где $\Delta W'$ — количество выделившейся воды, %; t' — время отстоя, ч; t — время движения эмульсии в трубопроводе, ч.

При заданном уровне турбулентности существует оптимальное время ведения процесса, пока не учитываемое в проектах комплексов по подготовке нефти (рис. 39).

§ 2. РАЗРУШЕНИЕ ЭМУЛЬСИИ ДЕВОНСКОЙ НЕФТИ В ПРОМЫСЛОВЫХ СИСТЕМАХ СБОРА

Наибольший объем добываемой в стране нефти приходится на девонскую нефть. Поэтому значительный интерес представляет изучение возможности деэмульсации этой нефти в трубопроводах промысловых систем сбора. Комплекс исследований динамики разрушения эмульсии, изменения стойкости ее и вязкости в процессе транспортирования по трубопроводам был проведен на участке трубопровода Акташской промысловой системы сбора (которая является типичной) в интервале: дожимная насосная станция (ДНС) — Акташский товарный парк (рис. 40). По этому трубопроводу в товарный парк с ДНС-12 и ДНС-11 поступало около 1500 т/сут нефти обводненностью 15—25%. Длина трубопровода 10,5 км, время движения нефти в нем в среднем 8,5 ч; скорость движения 0,3—0,5 м/с, число Рейнольдса изменялось от 2000 до 3000, что соответствует переходному режиму от ламинарного к турбулентному.

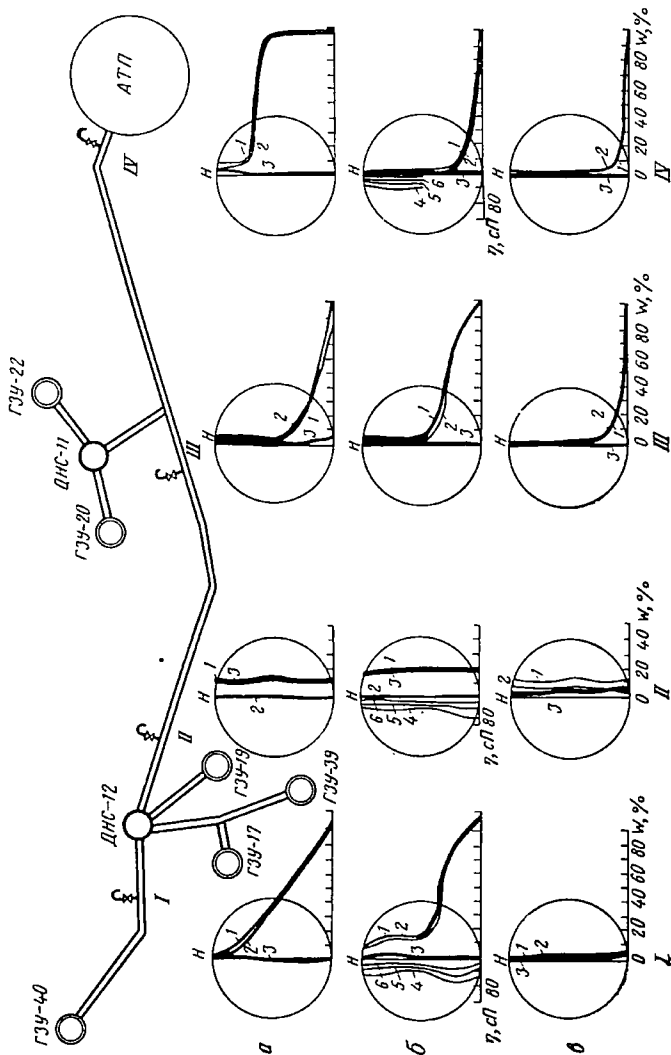
Для оценки глубины разрушения эмульсии при низких скоростях потока как по длине трубопровода, так и по его сечению (что особенно интересно) дисолван 4411 дозировался в наиболее удаленной от товарного парка точке — на ДНС-12. Вследствие высокой концентрации насосом-дозатором типа НДУ-50/150 из расчета 20—30 г/т обрабатываемой жидкости без разбавления. Для отбора проб по трассе трубопровода в четырех точках были врезаны пробоотборные краны соответствующей конструкции. Пробы отбирались в каждой точке из пяти слоев по сечению трубопровода. В отобранных пробах определялось содержание воды, вязкость; исследовалась также динамика отделения воды от нефти при температуре 10—15° С. Отстой осуществлялся 1—3 ч, после чего замерялось остаточное содержание воды.

Обводненность и вязкость обработанной реагентом эмульсии в результате ее эффективного разрушения были разными как по длине трубопровода, так и по его сечению. В нижней части трубопровода при сложившихся режимных характеристиках обнаружен слой свободной воды. Характерно, что все эти процессы имели место при температуре нефти +5, +9° С (исследования проводились в зимний период). Основное количество воды (около 90%) при отстое, как правило, отделялось в первые 10—15 мин после отбора проб.

Содержание воды в пробе нефти, отобранной из первой (I) точки (см. рис. 40), расположенной после газового сепаратора I ступени

Рис. 40. Изменение параметров эмульсии по длине сборного трубопровода Акташской системы сбора в процессе трубной деэмульсации.

ГЗУ — групповые замерные установки; ДНС — дожимные насосные станции; АТП — Акташский товарный парк; H — высота по сечению трубопровода. I—IV — исследованные сечения трубопровода при расходе реагента 20 (а), 25 (б), 28 (в) г/т. 1—3 — содержание воды соответственно исходной, выделенной и остаточной (W) по сечениям; 4—6 — вязкость эмульсии при 0, 10, 20 С соответственно (η).



(реагент подается до сепаратора), и динамика отделения ее оценивались в течение исследований шесть раз. При этом содержание воды в нефти при откачке насосом из булита может быть самым разнообразным. Так, в результате разрушения эмульсии в булите может накапливаться вода, которая порциями откачивается в трубопровод. Во всех пробах, отобранных в трубопроводе на выкиде из булита, было обнаружено 99,9% воды, за исключением самого верхнего слоя, в котором содержание воды и нефти составило 67 и 33% соответственно. С другой стороны, наблюдались и такие случаи, когда в трубопровод откачивалась практически безводная нефть. В наиболее общем случае по трубопроводу в I сечении вдоль его нижней образующей двигалась свободная дренажная вода, а над ней — обводненная нефть с убывающим содержанием воды к верхней его образующей. При отстое эмульсии быстро и глубоко обезвоживалась при температуре 20° С.

Несколько иная картина обнаружилась при отборе нефти после откачивающего насоса (II). Здесь во всех случаях образуется стойкая, почти не расслаивающаяся в течение всего периода отстоя при температуре 10—15° С эмульсия. Содержание воды во всех сечениях трубопровода оказывается практически одинаковым.

В процессе дальнейшего движения эмульсии по трубопроводу (III) нейтрализуется вредная работа насоса, эффективно разрушается эмульсия уже на расстоянии 5 км от насоса. При этом в нижней части трубопровода движется свободная дренажная вода, а в большем его сечении — практически безводная нефть (за исключением зоны промежуточного слоя). Это свидетельствует о том, что при переходе от ламинарного режима к турбулентному возможно эффективное расслоение эмульсии даже при низких температурах. Введение в поток разрушенной эмульсии обводненной нефти с ДНС-11, не обрабатывавшейся реагентом, приводит к некоторому перераспределению воды по сечению трубопровода (IV).

Как и прежде, вдоль нижней образующей трубопровода двигалась свободная вода, однако в ряде случаев по сечению трубопровода перед товарным парком в нефти оставалось значительное количество воды. Турбулентность потока на участке точка подключения трубопровода ДНС-11 — Акташский товарный парк возросла и соответствовала числу Рейнольдса 3000 против турбулентности потока предыдущего интервала, соответствующего числу Рейнольдса 2000. Соотношение обработанной и необработанной в точке смешения нефтей составляло 1 : 1, на смешение поступала отсепарированная, диспергированная на насосе ДНС-11 в отсутствие реагента стойкая эмульсия. Однако и в этом случае расслоение потока осуществлялось с достаточной степенью эффективности и в ряде опытов нефть по сечению трубопровода была практически безводной, а в других исследованиях вода отстаивалась от нефти в течение 10—15 мин. Это свидетельствует о высокой эффективности процессов разрушения эмульсии на конечном участке трубопровода длиной 4,5 км, работавшего в менее благоприятных условиях, чем предыдущий участок.

§ 3. РАЗРУШЕНИЕ ЭМУЛЬСИИ УГЛЕНОСНОЙ НЕФТИ В ПРОМЫСЛОВЫХ СИСТЕМАХ СБОРА

Эмульсии угленосной нефти труднее поддаются деэмульсации, чем девонской. Вместе с тем на большом числе месторождений Урало-Поволжья добываются значительные количества обводненной нефти угленосных горизонтов, нуждающейся в деэмульсации. Возможность деэмульсации угленосной нефти с использованием трубопроводов рассматривается на примере типичной системы сбора НГДУ Бавлынефть. В товарный парк (рис. 41) при ЭЛОУ-2 с ГУ-112 и СП-436 поступает 1600 т/сут угленосной нефти обводненностью 20—25%. Длина трубопровода между ГУ-112 и товарным парком 18 км, время движения нефти 10 ч. Средняя скорость движения нефти в трубопроводе на участке ГУ-112 — СП-436 не превышает 0,2 м/с, на участке СП-436 — ЭЛОУ-2 0,57 м/с, соответственно $Re = 1000 \div 2000$ и $Re = 1000 \div 1500$.

Дисолван 4411 дозировался на ГУ-112 в наиболее удаленной точке от товарного парка при ЭЛОУ-2 и подавался в приемную трубу перед булитом. Количество его и условия отбора проб были такие же, как и в опытах с девонской нефтью (рис. 41). Кинетика отделения воды от нефти исследовалась в пробах при 20° С в течение 10—14 ч.

Угленосная эмульсия также эффективно разрушалась в трубопроводах систем сбора и транспорта и при низких температурах (табл. 24). Содержание воды в нефти после отстоя распределялось следующим образом: в начале трубопровода оно составляло 20—25%, в середине (колодец II) 5—20%, в конце трубопровода 0,5—5%. В процессе движения угленосной эмульсии по трубопроводу в течение 10 ч происходит укрупнение глобул воды (рис. 42), что обеспечивает эффективное отделение основного количества ее от нефти. В пробах, отобранных в конце трубопровода (т. III, перед товарным парком при ЭЛОУ-2), остаточное содержание воды колебалось от 0 до 8,0%.

Так как температура нефти в трубопроводе (T_n) составляла 2—3° С, слой свободной воды в нижней части его не возник, хотя режим движения потока был ламинарным. Данные исследований вязкости угленосных эмульсий, обработанных дисолваном, подтверждают факт разрушения их при движении по трубопроводам систем сбора: в присутствии деэмульгатора поток представляет неравновязкую систему (с разными значениями вязкости по длине и сечению трубопровода). Снижение вязкости эмульсии обусловило падение давления в трубопроводе после насоса на ГУ-112 с 15—17 до 9—12 кгс/см² (изб). Иногда высказывается опасение, что осуществление трубной деэмульсации сопряжено с возможностью интенсивной коррозии и выходом трубопровода из строя. Результаты измерений скорости коррозии трубопроводов (продолжительность испытаний 33 сут) представлены в табл. 25.

Данные табл. 25 показывают, что скорость коррозии при проведении трубной деэмульсации по сравнению с транспортированием

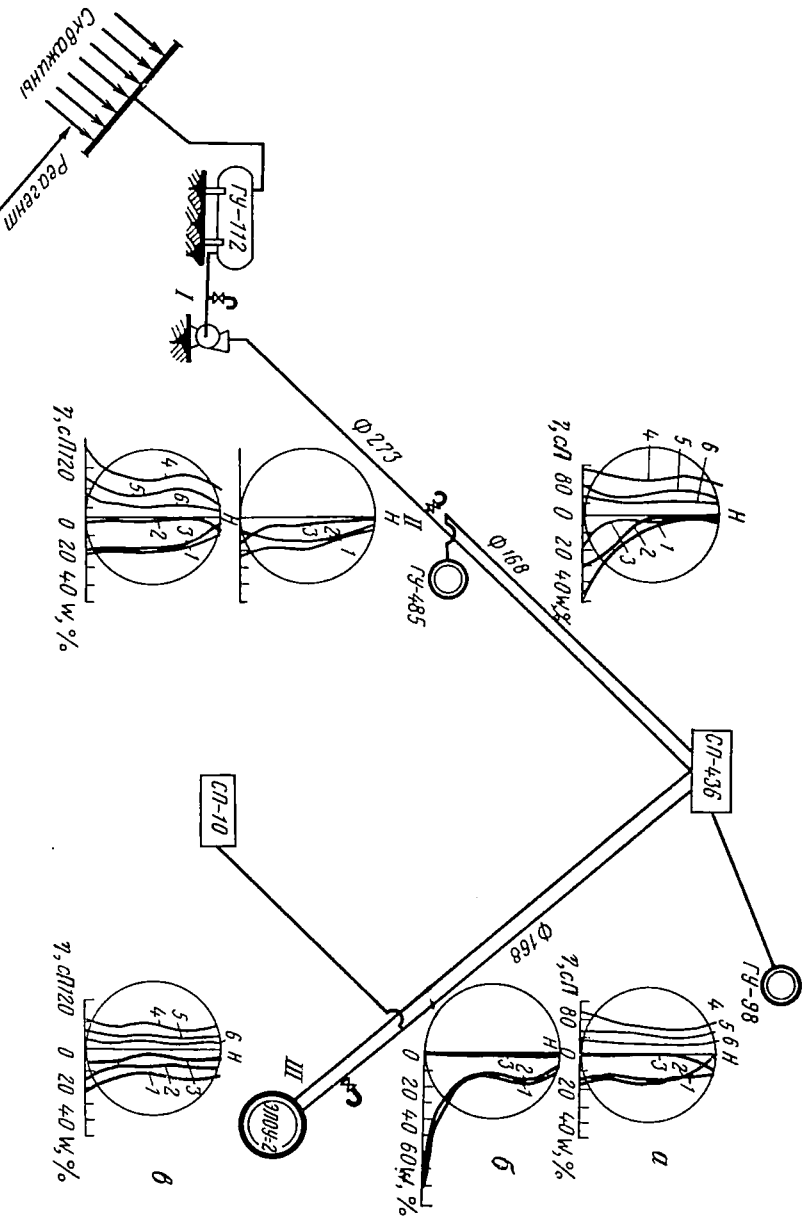


Рис. 41. Изменение параметров потока амальгам угленосной нефти на участке ГУ-112 ЭЛОУ-2 НКДУ Вавилнефть.

ГУ — групповые установки; СН — сборные пункты; I—III — исследованные сечения трубопроводов при расходе реагента 30 (а, б), 20 (в) г/г. Огальные обозначения те же, что и на рис. 39.

№ опыта	№ проб по сечению	Содержание воды (в %) в точках отбора проб						Примечание
		II			III			
		в нефти	отстояв-шейся	остаточ-ной	в нефти	отстояв-шейся	остаточ-ной	
1	Нпз 1	20,0	0		7,2	0		До подачи реагента
	2	36,0	0		31,2	0		
	3	20,0	0		12,0	0		
	4	20,0	0		9,0	0		
2	Верх 5	19,2	0		11,2	0		Расход дисольвана 4411 30 г/т $T_{\text{в}} = -11^{\circ}\text{C}$ $T_{\text{н}} = 1^{\circ}\text{C}$
	Нпз 1	49,1	19,5	29,6	17,2	17,1	0,1	
	2	20,5	2,9	17,6	15,0	14,2	0,8	
	3	6,35	4,3	2,0	18,7	18,6	0,1	
3	4	2,7	1,1	1,6	13,7	13,6	0,1	Расход дисольвана 4411 30 г/т $T_{\text{в}} = -12^{\circ}\text{C}$ $T_{\text{н}} = 11^{\circ}\text{C}$
	Верх 5	3,6	0	3,6	11,2	0	11,2	
	Нпз 1	24,7	8,7	16,0	76,7	76,3	0,4	
	2	17,1	13,1	4,0	21,5	21,4	0,1	
4	3	18,2	14,6	3,6	15,5	15,5	0	Расход дисольвана 4411 20 г/т $T_{\text{в}} = -13^{\circ}\text{C}$ $T_{\text{н}} = 2^{\circ}\text{C}$
	4	12,2	11,0	1,2	18,0	17,6	0,4	
	Верх 5	6,1	5,4	0,7	10,0	9,5	0,5	
	Нпз 1	21,96	1,96	20,0	25,16	17,16	8,0	
	2	19,76	1,36	18,4	16,99	8,99	8,0	
	3	20,82	1,62	19,2	13,02	10,22	2,8	
	4	16,56	1,36	15,2	16,78	8,78	8,0	
	Верх 5	10,03	6,03	4,0	13,89	9,09	4,8	

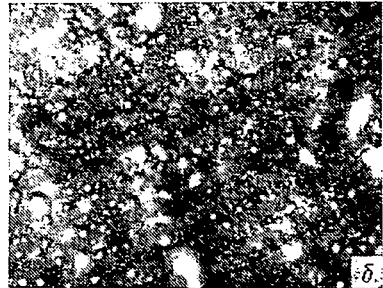
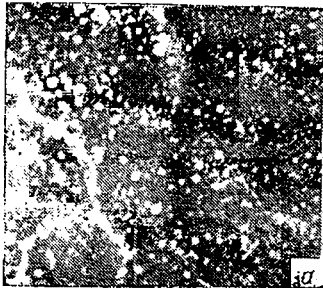


Рис. 42. Укрупнение глобул пластовой воды в процессе транспортирования эмульсии угленосной нефти по трубопроводам.
а — микрокинокадры в начале трубопровода; б — в конце трубопровода.

обводненной эмульсии несколько возрастает. Однако абсолютные показатели скорости коррозии в обоих случаях не являются сколько-нибудь опасными для эксплуатирующихся трубопроводов и поэтому могут практически не учитываться при их проектировании и эксплуатации.

Значительный интерес представляют результаты исследований на другом участке Ново-Бавлинской площади. Исследуемый участок характерен в том отношении, что скорость движения эмульсии по сборному трубопроводу была значительно выше, чем в первом случае, а режим движения носил четко выраженный турбулентный характер.

В товарный парк при ЭЛОУ-1 (рис. 43) поступало 5000—5500 т/сут угленосной нефти обводненностью 30—34%. Время движения эмульсии по промысловым коммуникациям в зависимости от режима откачки было 5—8 ч, скорость движения 0,8—1,3 м/с, $Re = 4500 \div 7000$. На наиболее удаленных от товарного парка групповых установках и дожимных насосных станциях (ГЗНУ-812,

Таблица 25

Серия опытов	Скорость коррозии, г/м ² ·ч	Условия опыта
1	0,00697	С подачей реагента
2	0,00465	Без его подачи

ДНС-1, ГЗНУ-98, ГЗНУ-494) в поток нефти с помощью насосов типа НДУ-50/150 дозировали реагент (дисолван) 15—20 г/т обрабатываемой жидкости.

Для получения достоверных данных о кинетике разрушения угленосной эмульсии в процессе движения в интервале ДНС-1 — ТП осуществлялась микрокиносъемка потока, отбирались и

исследовались пробы нефти по длине трубопровода в 7 точках.

Температура нефти в трубопроводе составляла 14—17° С. Отобранные пробы нефти отстаивались при 20—25° С. Наблюдения за динамикой отделения воды от нефти осуществлялись в течение 10 ч, после чего определялось остаточное содержание воды. Угленосная эмульсия, отобранная в середине и в конце трубопровода, эффективно отстаивалась при этой температуре, причем, остаточное содержание воды в нефти составляло в среднем менее 1%. 80—90% воды выделялось уже через 1—3 ч после отбора проб нефти.

Представленные на рис. 43 данные позволяют осветить ряд весьма важных закономерностей и процессов.

Седиментационные процессы характеризуют тенденции потока к расслоению как по его сечению, так и по длине трубопровода. На практике эти явления осложняются возмущающим действием перекачивающих насосов на дожимных насосных станциях (ДНС-1, ДНС-2), подключением к сборному трубопроводу других нефтепроводов, в связи с чем обводненность нефти, скорость и режим ее движения могут значительно изменяться.

Рассмотрим седиментационные тенденции в потоке по длине сборного трубопровода с учетом реальных осложняющих факторов в интервале ГЗНУ-812 — товарный парк.

До подачи реагента на ГЗНУ-812 и в других точках, отмеченных на рис. 43, никаких тенденций к расслоению потока по пути его движения не замечалось (серия а). Изменения содержания воды

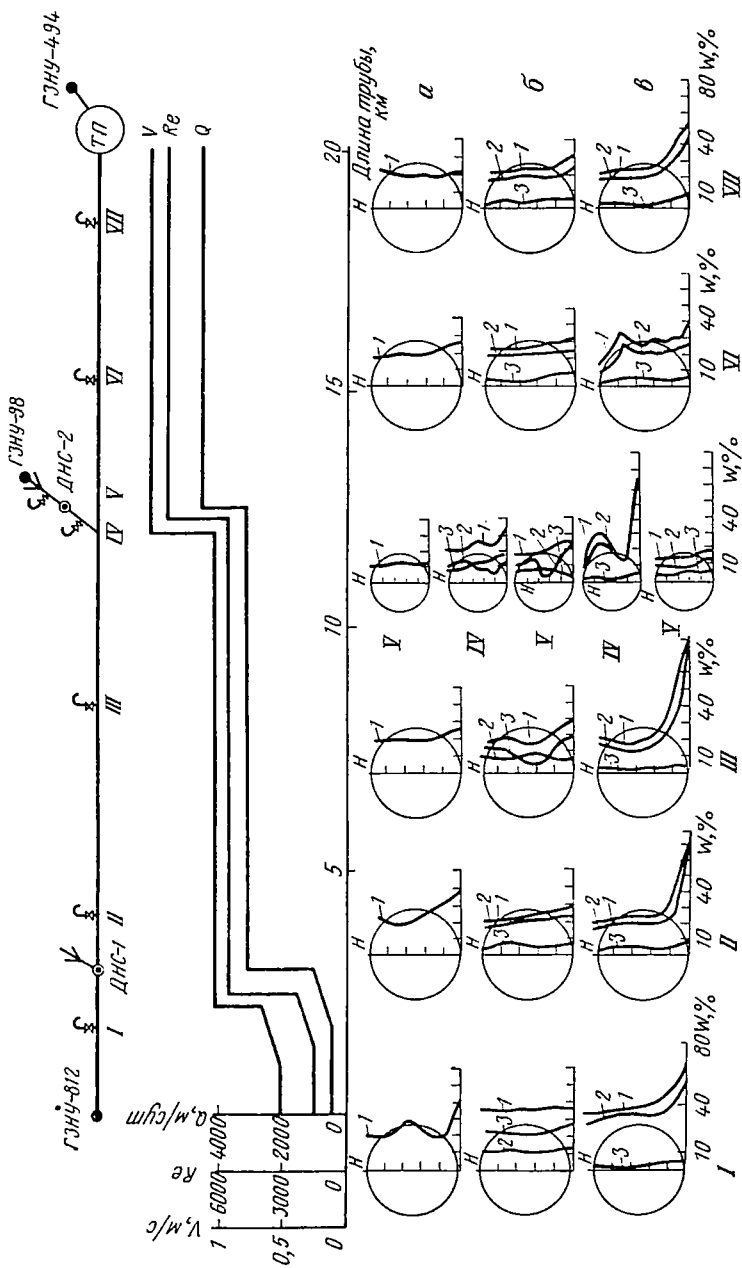


Рис. 43. Изменение параметров потока эмульсии угленосной нефти в процессе трубной деэмульсации в интервале ДНС-1—ЭЛОУ-1 НГДУ Бавильнефть.

I—VII — исследованные сечения трубопровода при расходе реагента 0 (а); 17,3 (б); 20,4 (в) г/т; 1—3 — содержание воды соответственно исходной, выделившейся и остаточной (W) по сечениям.

в нефти по сечению трубопровода определялись лишь неравномерностью обводненности отобранных для анализов проб.

Тенденция к расслоению не проявлялась во всем диапазоне чисел Рейнольдса от 4340 на начальных до 6600 на конечных участках трубопровода, что объясняется наличием в потоке незначительного числа достаточно крупных капель. При дозировании в поток нефти 17,3 г/т дисолвана (серия *б*) в трубопроводе осуществлялся процесс разрушения бронирующих оболочек на каплях пластовой воды, что сопровождалось укрупнением капель. Однако скорость процесса и абсолютные размеры капель еще недостаточны для того, чтобы при сложившихся режимных параметрах осуществлялось расслоение потока. Кроме того, глубина разрушения эмульсии по пути ее движения в направлении от начальных к конечным участкам трубопровода изменялась неравномерно. Так, остаточное содержание воды в первой пробе нефти после ее отстоя оказалось 33—34%, в пробе, отобранной после ДНС-1, 2—6%, а в более отдаленной точке по пути движения нефти по трубопроводу 20—25%.

Это свидетельствует о пульсирующем режиме работы трубопровода и соответствующем ему изменении качества эмульсии на начальных участках трубопроводов. В самом деле, только в конце трубопровода процесс разрушения эмульсии был осуществлен достаточно глубоко, что и обусловило возможность получения качественной после отстоя нефти со сравнительно небольшим количеством остаточной воды (1,2—2,4%). Это имело место при значительном возрастании турбулентности потока, что связано с подключением к основному трубопроводу еще одной сборной линии в районе ДНС-2 и увеличением общего расхода жидкости на этом участке почти в 1,5 раза.

Увеличение расхода реагента до 20 г/т (серия *б*) значительно ускорило процесс разрушения эмульсии, привело к укрупнению капель в потоке и его расслоению на нефть и воду уже на начальных участках трубопровода (см. рис. 43) при числах Рейнольдса 4000—5000 (с точек I, II, III). Увеличение скорости и турбулентности потока на конечном участке трубопровода до уровня, характеризуемого числами Рейнольдса около 6600, привело к исчезновению водного подслоя (точки VI, VII) и выравниванию концентрации воды в нефти во всех сечениях трубопровода. Следовательно, на прямолинейных участках трубопроводов при данном уровне турбулентности потока вода в свободном виде существовать в потоке не может и в целом для него характерна эмульсионная структура. Вместе с тем глубина отделения воды от нефти при ее последующем отстое остается весьма высокой при данном расходе реагента.

Расслоение потока на нефть и воду обнаруживается так же и по сечению бокового подводящего трубопровода в районе ДНС-2 до входа потока в булит для сепарации (точка IV, серия *б*). После булита и откачивающего насоса (точка VI, серия *б*) для потока так же характерна эмульсионная структура.

Одна и та же глубина обезвоживания угленосной нефти при разрушении эмульсии в трубопроводах может быть достигнута при различных технологических параметрах. Так, при расходе реагента 17,3 г/т устойчивое низкое остаточное содержание воды в нефти при ее отстое (0,5—1,2%) может быть достигнуто при движении эмульсии по трубопроводам в течение 4—6 ч (30—60 мин при $Re = 4300$, 90—120 мин при $Re = 4800$, 120—180 мин при $Re = 6000$), а при расходе реагента 25 г/т — уже через 30—60 мин движения по трубопроводу при числах Рейнольдса 4300 (точки I, II и т. д.). Это соответствует длине трубопроводов 1,8—4,0 км при скорости потока до 1 м/с. Отсюда следует, что расход реагента и время движения эмульсии по трубопроводам в определенных пределах взаимно компенсируемы, что позволяет подбирать оптимальные их соотношения на практике.

Достаточно глубокое разрушение эмульсии при ее обработке реагентом в трубопроводах достигается уже на начальных участках длиной до 2—8 км. В данном случае воду в принципе можно было бы сбросить в районах ДНС-1, ДНС-2 или в любой другой, удобной для этих целей промежуточной точке. С увеличением времени движения эмульсии по трубопроводу глубина ее разрушения возрастает.

Т а б л и ц а 26

Глубина отбора пробы от зеркала влива, см	Содержание воды (в %) при времени отбора проб после заполнения, ч							
	0		2		4		6	
	в пробе	оста- точной	в пробе	оста- точной	в пробе	оста- точной	в пробе	оста- точной
10	17,8	13,6	15	3	17,8	2,4	18,47	4
155	21	8	19,5	3,2	14,24	0,84	21,3	3
300	24,1	8	20,45	1,2	10,7	2,6	48,4	0,4
445	21,1	4	19,9	2	18,38	1,08	24,4	0,72
589	98	—	96,6	—	83,5	—	96	—
10	11,37	8	4,81	3,6	11,77	9,6	18,06	0,36
155	14,76	0,36	15,86	0,36	17,7	3,2	27,9	4,8
300	22,2	4	24,9	1,08	20,4	сл.	17,1	сл.
445	12,7	сл.	19,86	0,36	19,0	сл.	78,3	1,4
590	99	—	99	—	99	—	99	—

О т с т о й п о с л е з а п о л н е н и я 5 ч

10	0,12	0,12					
160	14,09	7,2					
305	16,91	2,8					
450	12,49	9,6					
610	99	99					

- П р и м е ч а н и я: 1. Содержание воды в сырье 34—36%.
 2. 80—90% воды отделяется от нефти через 2—4 ч. после отбора проб.
 3. Время заполнения резервуара 3 ч.; высота влива 609—630 см; $T_H = 22 \div 24^\circ C$.

Запас технологического времени для разрушения эмульсии в процессе ее движения по промысловым трубопроводам в данном случае в несколько раз превышает необходимое для этих целей время. Такой резерв времени обеспечивает высокую устойчивость процесса деэмульсации нефти и гарантирует получение качественной продукции при форсированном режиме работы водоотделительных устройств (булиты, резервуары и т. д.). Таким образом, угленосные эмульсии успешно разрушаются в трубопроводах при числе Рейнольдса 4000—6000, расходе реагента 17 г/т, температуре 20° С и времени движения 4—6 ч.

Увеличение расхода реагента до 20 г/т позволяет осуществлять этот процесс в течение 30—60 мин (при неизменных других технологических параметрах) на длине участка трубопровода 2—4 км, что создает 5-кратный запас технологического времени и обеспечивает устойчивость процесса разрушения эмульсии и эффективную работу водоотделительной аппаратуры.

Расслоение вязких угленосных эмульсий на нефть и воду при движении системы в турбулентном режиме возможно уже при числе Рейнольдса 4800.

Угленосная эмульсия, обработанная в трубопроводах при 14—17° С дисолваном 4411 (15—20 г/т), эффективно разделяется на нефть и воду в РВС при температуре 25—30° С (табл. 26). Проведенные промышленные испытания полностью подтвердили целесообразность подготовки угленосных нефтей по совмещенной схеме и использовании в технологических целях трубопроводов систем сбора, товарных парков и другого оборудования.

§ 4. РАЗРУШЕНИЕ ЭМУЛЬСИИ СМЕСИ УГЛЕНОСНОЙ И ДЕВОНСКОЙ НЕФТЕЙ

Активному разрушению в трубопроводах поддаются не только девонские и угленосные эмульсии в относительно чистом виде, но и их смеси, которые плохо поддаются деэмульсации на установках обычного типа. В промышленных условиях это было показано на примере промысловых систем сбора НГДУ Ямашнефть с выходом на Акташский товарный парк. В Акташский товарный парк по трубопроводам систем сбора и транспорта нефти НГДУ Ямашнефть поступало около 1050 т нефти обводненностью 15—18%. Соотношение девонской и угленосной нефтей составляло 1 : 1. Длина трубопровода между ГЗНУ-212, 210 и товарным парком несколько больше 40 км. Время движения эмульсии к товарному парку по трубопроводам от самых отдаленных точек 60—70 ч. Средняя скорость движения смеси 0,15—0,3 м/с, число Рейнольдса 400—800, что соответствует четко выраженному ламинарному режиму.

Для разрушения эмульсии в трубопроводе, снижения ее вязкости и решения проблемы подготовки нефти на первом этапе на головных участках трубопроводов (ГЗНУ-212 и 210) подавался дисолван 4411 в количестве: летом 50—55 г/т и в зимний период 65—70 г/т.

Обработанная реагентом и разрушенная в трубопроводах эмульсия после подогрева в теплообменнике, установленном в товарном парке, до 25°C поступает в технологический резервуар РВС-5000, снабженный распределительным вводом, где осуществляется сброс основного количества воды. Остаточное содержание воды в нефти сразу же после заполнения резервуара составляет 1—3%. Обезвоженная нефть поступает в товарный резервуар (РВС-5000), где остаточное содержание воды за время товаро-транспортных операций снижается до 0,3—1,0%. Так как режим движения в системе сбора и транспорта ламинарный, расслоение потока на нефть и воду осуществляется непосредственно в трубопроводе. Поэтому основное количество воды отделяется от нефти в технологическом резервуаре сразу же после входа в него, и задалживать резервуар для отстоя нефти необходимости нет.

§ 5. РАЗРУШЕНИЕ ГАЗИРОВАННЫХ И ДЕГАЗИРОВАННЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Работами В. Геритца [19], Г. Б. Ши [114] было показано, что введение реагента перед газовыми сепараторами позволяет осуществлять дэмульсацию нефти при более мягких технологических

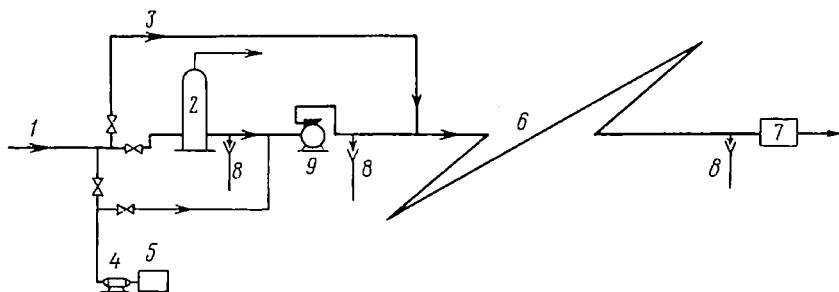


Рис. 44. Схема расположения оборудования при оценке влияния газовой фазы на прочность бронирующих оболочек.

1 — нефтесборная линия; 2 — газовый сепаратор; 3 — обводная линия; 4 — дозатор; 5 — емкость для реагента; 6 — трубопровод длиной 4 км; 7 — групповая установка; 8 — точки отбора проб; 9 — насос.

параметрах (низкий расход реагента, более низкая температура нагрева и т. д.), чем при введении реагента в поток нефти после него или непосредственно на установке подготовки нефти. Причины эффективности раннего ввода реагента авторы объясняют соблюдением требования достаточно осторожного и длительного перемешивания эмульсии с реагентом при разгазировании нефти в сепараторе; в дальнейшем, по мнению авторов, достаточно хорошего перемешивания достигнуть весьма трудно.

На основе этого эффекта институтом Гипростокнефть была внедрена на ряде месторождений технологическая схема подготовки

нефти, предусматривающая подачу реагента перед газовым сепаратором. Однако причину достигаемого эффекта здесь видели в том, что в присутствии газовой фазы формирование бронирующих оболочек на каплях пластовой воды якобы не может иметь окончательного завершения [69]. Это, по мнению авторов, создает благоприятные условия для доведения реагента до капель пластовой воды. Но физическая сущность процессов в указанных выше работах не раскрывается. Не получило достаточно четкого теоретического обоснования и последнее предположение о влиянии газовой фазы на прочность бронирующих оболочек.

Для исследования процессов разрушения эмульсии в присутствии газовой фазы на групповой установке (ГУ) при скв. 6448 НГДУ Лениногорскнефть был смонтирован комплекс оборудования, позволяющий дозировать деэмульгатор перед различными узлами установки (рис. 44). Производительность ее 350—400 т/сут, средняя обводненность нефти 10—12%. Разгазированная нефть из буферной емкости откачивалась в коллектор центробежным насосом НС-10, газ направлялся на факел, а нефть транспортировалась по четырехкилометровому трубопроводу до ГУ. Обвязка узла позволяла направлять газонефтяную смесь до ГУ, минуя буферную емкость.

На этом узле была осуществлена оценка стойкости газированной и дегазированной эмульсии в различных вариантах (табл. 27).

Т а б л и ц а 27

Серия исследований	Место подачи реагента	Характеристика эмульсии	Движение эмульсии по узлам	Место отбора проб и характеристика нефти
I	До сепаратора	Газированная	Сепаратор, насос, трубопровод-каплеобразователь до ГУ	Дегазированная 1. После сепаратора 2. После насоса 3. В конце трубопровода-каплеобразователя
II	До сепаратора	То же	Минуя сепаратор (по обводной линии), трубопровод-каплеобразователь до ГУ	Газированная 4. В конце трубопровода
III	На прием насоса	Дегазированная	Насос, трубопровод-каплеобразователь до ГУ	Дегазированная 5. После насоса 6. В конце трубопровода

Дисольван (25—30 г/т) 65%-ной концентрации подавался непосредственно на нужные узлы гребенки ГУ насосом-дозатором типа НДУ-50/150. В результате проведения исследований была

получена возможность сравнить стойкость эмульсии в разных и одних и тех же точках по пути ее движения при различном состоянии исходной и конечной эмульсий (серии I, II, III, табл. 27) и по пунктам 2 и 4, 3, 5, 6 различных серий.

Для оценки реологических характеристик эмульсии и ее стойкости в различных точках технологического оборудования при осуществлении различных серий исследований пробы обработанной реагентом газированной и дегазированной эмульсии ставились на отстой при температуре 20 и 30° С (табл. 28).

При дозировке реагента в газонефтеводяную смесь до сепаратора процесс разрушения эмульсии в булите-сепараторе идет эффективно даже в зимних условиях при производительности от 150 до 380 т/сут (опыты 1—18). При данном режиме работы узла время пребывания нефти в булите 45—50 мин. Пробы эмульсии, отобранные после центробежного насоса (опыты 19—38), откачивающего нефть из сепаратора (характеристика насоса: $Q = 60 \text{ м}^3/\text{ч}$, напор 264 м, скорость вращения 2950 об/мин, число ступеней 8), оказались очень стойкими: эмульсия в состоянии покоя не разрушалась даже при температуре 30° С во всех случаях.

Характерно, что в отобранной после насоса нефти высокое содержание остаточной воды наблюдалось и в том случае, когда реагент вводили до сепаратора (опыты 19—36), а также и в том, когда реагент подавали после него на прием насоса (опыты 37—38). Однако высокая степень дисперсности эмульсии после насоса нейтрализуется процессами укрупнения капель воды при движении эмульсии по трубопроводу. Так, из данных табл. 28 видно (опыты 39—50), что газонефтеводяная смесь в процессе движения по четырехкилометровому трубопроводу (диаметр 168 мм, числа Рейнольдса 3000—3500) эффективно разрушается. Процесс разрушения сопровождается расслоением воды в нефти на две свободные фазы. При содержании воды в исходном сырье 12% в пробах нефти, отобранных на гребенке ГУ-26, практически не оказалось воды (1—2%). При отборе контрольных проб без подачи реагента содержание воды в нефти, взятой из этой же точки, оказалось очень высоким (29—33%). Отсюда следует, что в трубопроводе не только нейтрализуется возникающая в насосе стойкая эмульсия, но и происходит увеличение размеров капель воды в процессе их движения.

Во второй серии исследований реагент вводили в газонефтеводяную смесь, не заходящую в сепаратор. В этом случае смесь, обработанная реагентом, минуя групповую установку, направлялась непосредственно на II ступень сепарации. Пробы для определения стойкости эмульсии в конце трубопровода отбирались в колодце на расстоянии 4 км от точки подачи реагента.

Среднее содержание воды в нефти при отборе ее в этой точке оказалось равным 2,1% (опыты 47, 48). Небольшое количество отстоявшейся от нефти воды свидетельствует об эффективном разрушении обработанной реагентом эмульсии в трубопроводе и переходе этой воды в его нижнюю часть.

№ опыта	Производительность ГУ, т/с	Содержание воды в сырье, %	Температура, °С		Расход реагента, г/т	Температура отстоя, °С	Выделилось воды при отстое (в мл) при времени отстоя, мин					Содержание остаточной воды, %
			воздуха	нефти			15	30	60	90	120	

Пробы, отобранные после сепаратора;
ввод реагента в газированную эмульсию
до сепаратора

1	150	39,2	-5	+10	40	20	4	7	14	18	10	2,2
2	150	39,2	-5	+10	40	30	26	31	35	37	38,5	2,0
3	200	14,4	-11	+7	30	18	1	3	10	23	23	5,6
4	200	14,4	-11	+7	7	30	0	15	22	26,5	27	6,4
5	200	7,2	-4	+8	30	17	1	3	3	3,5	10	1,2
6	200	7,2	-4	+8	30	30	3,5	5	10	20	20	1,6
7	350	39,2	-19	+5	35	19	5,5	6	8	13,5	13,5	2,0
8	350	39,2	-19	+5	35	30	11	11,5	14,5	15,0	—	1,6
9	360	10	-13,5	+6	28	18	1	1	3	4,5	6	3,2
10	360	10	-13,5	+6	28	30	1	1	3	4,5	6,5	3,8
11	360	11,5	-23	+5,5	35	19	10	20	27	30	36	2,6
12	360	11,5	-23	+5,5	35	30	25	30	30	30	38	2,0
13	360	14	-14	+6	30	18	2	3	3	3	—	0,6
14	360	14	-14	+6	30	30	5	5,5	6	6	—	3,6
15	370	15,6	-7	+8	30	19	6	8	16,5	20	21,5	4,0
16	370	15,6	-7	+8	30	30	17	20	20	22	23	3,2
17	380	10,8	-4	+9	30	20	1,5	2	5	5,5	7,5	2,4
18	380	10,8	-4	+9	30	30	1,5	3	5	10	11,5	2,8

Пробы, отобранные после насоса;
ввод реагента в газированную эмульсию
до сепаратора

19	150	39,2	-5	+10	40	20	0	0	—	—	—	37,6
20	150	39,2	-5	+10	40	30	0,5	1,5	4	6,5	9	32,0
21	200	14,4	-11	+7	7	18	0	0	0	0	—	15,2
22	200	14,4	-11	+7	7	30	0	0	0	0	—	14,4
23	200	7,2	-4	+8	30	17	0	0	0	0	—	9,2
24	200	7,2	-4	+8	30	30	0	0	0	1	4	6,8
25	350	39,2	-19	+5	35	19	3	3,5	10	10	10	21,6
26	350	39,2	-19	+5	35	30	24	24	25	—	—	20,8
27	360	11,5	-23	+5,5	35	19	0	0	0	—	—	6,4
28	360	11,5	-23	+5,5	35	30	0	0	0	—	—	5,6
29	360	10	-13,5	+6	28	18	0	0	0	—	—	11,4
30	360	10	-13,5	+6	28	30	0	0	0	—	—	8,0
31	360	14	-14	+6	30	18	0	0	0	—	—	14,4
32	360	14	-14	+6	30	30	0	0	0	—	—	12,0
33	370	15,6	-7	+8	30	19	0	0	0	—	—	9,2
34	370	15,6	-7	+8	30	30	0	0	0	0,5	1	9,2
35	380	10,8	-4	+9	30	20	0	0	0	0	—	10,8
36	380	10,8	-4	+9	30	30	0	0	0	0	—	10,8

Пробы, отобранные после насоса;
ввод реагента в дегазированную эмульсию,
на прием насоса

37	360	14	-23	+5	30	19	0	0	1	—	—	8,8
38	360	14	-23	+5	30	30	0	0	1	—	—	8,0

№ опыта	Производительность, ГУ, т/с	Содержание воды в сырье, %	Температура, °С		Расход реагента, г/т	Температура отстоя, °С	Выделилось воды при отстое (в мл) при времени отстоя, мин					Содержание остаточной воды, %
			воздуха	нефти			15	30	60	90	120	

Пробы, отобранные в конце четырехкилометрового трубопровода; ввод реагента в газированную эмульсию до сепаратора

39	360	11,5	-23	+5,5	35	19	0	0	0	—	—	0,48
40	360	11,5	-23	+5,5	35	30	0	0	0	—	—	0,72
41	360	11,5	-23	+5,5	35	19	0	0	0	—	—	2,0
42	360	11,5	-23	+5,5	35	30	10	30	35	35	40	2,0
43	350	39,2	-19	+5,0	35	19	0	0	1	3	—	6,4
44	350	39,2	-19	+5,0	35	30	2,0	2,5	3	5	5	6,8

Пробы, отобранные в конце четырехкилометрового трубопровода; ввод реагента в газированную эмульсию без захода ее в сепаратор

45	360	11	-23	+5,0	35	19	0	0	0	—	—	3,2
46	360	11	-23	+5,0	35	30	0	0	0	—	—	2,4
47	360	11	-23	+5,0	35	19	0	0	0	—	—	2,4
48	360	11	-23	+5,0	35	30	0,5	0,5	0,5	—	—	1,8

Пробы, отобранные в конце четырехкилометрового трубопровода; ввод реагента в дегазированную эмульсию на прием насоса

49	360	11	-23	+5,0	30	30	6	9	14	—	—	2,8
50	360	11	-23	+5,0	30	50	6	9	14	—	—	2,8

Значительный интерес представляют результаты изучения стойкости эмульсии в процессе транспортирования ее по трубопроводу по третьему варианту, отличающемуся введением реагента в поток дегазированной нефти после сепаратора на прием откачивающего насоса (опыты 49—50).

Глубина обезвоживания и темп отделения воды от нефти в этом случае мало чем отличаются от таковых при введении реагента до сепаратора. Это, с одной стороны, свидетельствует о высокой эффективности процессов по разрушению эмульсии в трубопроводе и его способности выполнять технологические функции, а с другой — о непричастности к этим процессам газовой фазы (как это указывалось и в отмеченных выше работах). Вместе с тем газовый сепаратор наряду со своими прямыми функциями выполняет роль технологического аппарата, в котором осуществляется эффективное разрушение бронирующих оболочек на каплях пластовой воды за счет диспергирования эмульсии при разгазировании. Осуществление этих процессов в турбулентном режиме обеспечивает доставку реагента до капель пластовой воды за счет массообменных

процессов, сопровождаемых явлениями слияний и дробления капель разного качества при их столкновениях в нефти в процессе ее разгазирования. Это имеет решающее значение для снижения стойкости эмульсии и последующего расслоения потока на нефть и воду [81].

Следовательно, впервые на одном и том же промышленном узле (т. е. в абсолютно идентичных условиях) показано, что промысловый трубопровод наряду со своими прямыми функциями выполняет роль активного аппарата по разрушению эмульсии независимо от того содержится в потоке газ или нет, а также вводился ли реагент в газированную или в дегазированную эмульсию.

Вопрос о влиянии газовой фазы на состояние бронирующих оболочек оказывается еще более ясным, если рассмотреть представленные в табл. 28 данные под несколько иным углом зрения. Стойкость эмульсий, отобранных после центробежного насоса, практически не зависит от того, подавался реагент в газонасыщенную нефть до ее сепарации (опыты 19—36) или через несколько секунд после разгазирования на прием откачивающего насоса (опыты 37—38). В обоих случаях была получена стойкая тонкодисперсная эмульсия. Это свидетельствует о том, что решающую роль в повышении стойкости эмульсии в этом случае сыграло увеличение степени ее дисперсности.

С другой стороны, тот факт, что при подаче реагента в дегазированную нефть на прием насоса стойкость эмульсии была не выше, чем при его введении до сепаратора, свидетельствует о том, что реагент был доведен до глобул пластовой воды в неменьшей мере, чем это имело место при введении его до сепаратора. И достигнуто это было только за счет диспергирования и слияния содержимого капель в насосе и штуцерирующем устройстве при отборе проб. Следовательно, решающую роль в разрушении эмульсии играют процессы механического дробления капель и создание условий для их столкновения с каплями реагента, что может происходить с достаточной степенью эффективности лишь при турбулентном режиме.

С этих же позиций весьма интересно сопоставить стойкость эмульсии и глубину обезвоживания нефти, обработанной реагентом до ее поступления в сепаратор, со стойкостью дегазированной эмульсии, в которую реагент был введен на прием перекачивающего насоса. И в том, и другом случае после введения реагента нефть транспортировалась по трубопроводу длиной 4 км, в конце которого и осуществлялся отбор проб. Динамика отделения воды от нефти, а также глубина обезвоживания в обоих случаях оказались практически одинаковыми, что окончательно не оставляет никаких сомнений в непричастности газовой фазы к прочности бронирующих оболочек на каплях пластовой воды.

Интересно также отметить, что глубина обезвоживания нефти, обработанной реагентом после ее разгазирования (опыты 49—50) и затем транспортировавшейся по четырех-километровому трубопроводу, оказалась такой же, как и при обработке реагентом в газированном состоянии до поступления в сепаратор (опыты 39—44).

Не повлияла газовая фаза на состояние бронирующих оболочек и при транспортировании эмульсии по экспериментальному трубопроводу вместе с газом, минуя сепаратор (опыты 45—48).

Таким образом, во всех исследованных нами случаях обработанная реагентом эмульсия эффективно разрушается независимо от того, присутствовала в потоке газовая фаза или нет. Единственным, общим для всех случаев условием, обеспечивающим снижение стойкости эмульсий, является механическое дробление бронирующих оболочек на каплях пластовой воды и их слияние при движении потока в турбулентном режиме.

§ 6. ПРОМЫШЛЕННОЕ ОБЕЗВОЖИВАНИЕ НЕФТИ НА КРУПНЫХ ОБЪЕКТАХ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Совмещение ряда технологических процессов с операциями по сбору, транспортированию и сдаче нефти потребителям предусматривает максимальную загрузку и многоцелевое использование промыслового оборудования и предполагает творческое решение этих задач с учетом конкретных условий. Типовые схемы и проекты здесь противопоказаны. С учетом этого и была решена проблема совершенствования техники и технологии сбора, подготовки нефти, сепарации газа и очистки сточных вод на ряде промыслов объединения Татнефть, Казахстаннефть, Коминнефть и других нефтедобывающих районов. В каждом районе в зависимости от свойств нефти, особенностей промысловых систем сбора, наличия построенных ранее установок по подготовке нефти, расположения кустовых нагнетательных станций, близости к головным сооружениям промысловых коммуникаций и подводящих трубопроводов, мощности товарных парков, степени обустроенности района в целом, направления грузопотоков сырой и подготовленной нефти и др. разрабатывались и внедрялись конкретные технологические схемы, которые, естественно, и оказывались наиболее экономичными для данной площади или месторождения. Ниже приведены некоторые из них.

Схема НГДУ Джалильнефть объединения Татнефть

Наиболее крупным объектом, где впервые в широких промышленных масштабах была внедрена совмещенная система подготовки нефти, является НГДУ Джалильнефть. Нефтегазодобывающее управление разрабатывает 3 площади суммарной производительностью скважин 8,4 млн. т/год нефти при обводненности около 20%. Герметизированная двухтрубная система сбора имеет протяженные коммуникации с выходом на Чипминский товарный парк (ЧТП) — один из наиболее отдаленных от головных сооружений промысловых товарных парков. При ЧТП построена небольшая термохимическая установка проектной производительностью 1,6 млн. т/год. Для обработки остальной части нефти предполагалось построить и ввести в эксплуатацию обезвоживающую термохимическую установку

мощностью 7 млн. т/год. Проблема добывать или не добывать обводненную нефть, не обеспеченную мощностями для ее подготовки, в этом районе была решена за счет разработки и внедрения совместной системы сбора и подготовки нефти, позволяющей осуществить ее деэмульсацию в интервале скважина — промышленный товарный парк, не прибегая к строительству установок.

Технологические функции по разрушению эмульсии были переложены на промышленную систему сбора. С этой целью на приемы насосов ряда дожимных насосных станций (ДНС) Чишминской

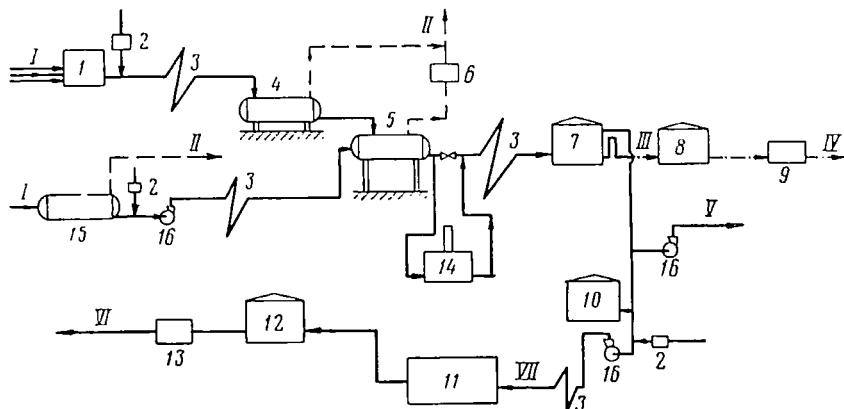


Рис. 45. Принципиальная совместная технологическая схема сбора, транспорта, и подготовки нефти на Чишминском узле НГДУ Джалильнефть.

1 — групповая замерная установка; (ГЗУ); 2 — узел подачи реагента-деэмульгатора; 3 — технологический трубопровод-каплеобразователь; 4 — I ступень сепарации; 5 — II ступень сепарации; 6 — компрессорная станция; 7 — совместная ступень предварительного сброса и очистки пластовой воды; 8 — резервуар-отстойник дренажной воды; 9 — кустовая насосная станция (КНС); 10 — буферный резервуар для нефти; 11 — узел подготовки нефти Якевской УКПН; 12 — резервуар товарной нефти; 13 — насосная; 14 — печь; 15 — ДНС; 16 — насос. Линии: I — продукция нефтяных скважин; II — газ; III — дренажная вода на очистку; IV — вода в нагнетательные скважины; V — нефть, обезвоженная до 2% на Азнакаевские ГС; VI — товарная нефть на ГС; VII — нефть, обезвоженная до 2%, на Якевскую УКПН.

площади, удаленных от ЧТП на 7—10 км (рис. 45), с помощью дозирочных устройств была обеспечена подача реагента 25 г/т в летний и 32 г/т в зимний периоды. Так как к напорному нефтепроводу отмеченных выше ДНС подключались несколько групповых установок и других ДНС, дозировка реагента осуществлялась на суммарный объем перекачиваемой жидкости.

Обработанная реагентом эмульсия, собираемая с Чишминской площади, в количестве 11000 т/сут поступала (зимой) в печи конструкции НГДУ Джалильнефть, нагревалась до 25—35° С и затем направлялась в два булита II ступени сепарации емкостью по 100 м³ каждый, где отбирался остаточный попутный газ при избыточном давлении 0,5 кгс/см². Дегазированная обводненная нефть поступала в резервуары товарного парка. Разрушенная в трубопроводах эмульсия принималась в специально оборудованный технологический ре-

резервуар емкостью 5000 м³, в котором с помощью переливной трубы автоматически поддерживалась водная подушка высотой около 4 м. Время движения эмульсии в турбулентном режиме от точек подачи реагента до входа в технологический резервуар 3 ч, время прохождения нефти через резервуар 3—4 ч.

Глубина обезвоживания нефти определялась остаточным содержанием воды 0,5%. В летний период печи останавливались и не обслуживались за ненадобностью: процесс деэмульсации нефти осуществлялся с достаточной степенью эффективности при естественной температуре окружающей среды.

Из технологического резервуара нефть перетекала в товарные емкости, откуда откачивалась насосами внешнего транспорта на Азнакаевские ГС и в Якеевский товарный парк.

Для успешного ведения процесса деэмульсации нефти в этом случае достаточно поддерживать температуру 20—25° С. При снижении температуры нефти в зимний период до 2—5° С при отключенных печах качество ее ухудшалось, поэтому наличие тепловых мощностей с сезонным обслуживанием на этом узле обязательно.

Высокая эффективность совмещенной системы на этом узле позволила пересмотреть вопрос о целесообразности эксплуатации ранее построенной термохимической установки производительностью 1,6 млн. т. Было установлено, что экономически целесообразно отказаться от ее эксплуатации и использовать в качестве путевых нагревателей лишь построенные при ней печи. Это позволило решить проблему подготовки нефти и продукции скважин Ташлиарской площади. Подача реагента в промышленные системы сбора предусмотрена на групповых установках.

Вода отделялась от нефти в двух технологических резервуарах РВС-5000. При этом производительность системы возросла до 5,2 млн. т/год. Одновременно удалось улучшить все качественные показатели подготовки нефти против возможностей типовой ТХУ. Например, содержание балласта в нефти при ее обработке в промышленных системах сбора было снижено до 1%, удельный расход топливного газа оказался возможным уменьшить более чем в два раза, а обслуживающий персонал с учетом объема подготовки нефти сократить в 10 раз.

Т а б л и ц а 29

Показатели	ТХУ	УДО-3	Совмещенная схема
Капитальные затраты на 1 млн. т продукции (безв. нефть), тыс. руб.	450	115	25
Расход дисольвана 4411, г/т нефти	45	45	32
Общая загрязненность, %:			
до обработки	14	14	20
после обработки	0,6	0,5	0,5
Себестоимость 1 т нефти, коп.	25	15,1	4,5

При дальнейшем транспортировании обезвоженной по совмещенной схеме при ЧТП нефти по 400-мм трубопроводу длиной 43 км и сбросе воды достигается уменьшение содержания балласта в резервуарах Азнакаевских головных сооружений до 0,05%, а солей до 100—300 мг/л; при подаче в трубопровод 4% (по отношению к сырью) промывочной горячей воды и 30 г/т реагента обеспечивается получение обессоленной нефти. Сравнительные данные [7] о затратах при подготовке нефти различными способами приведены в табл. 29.

Из данных таблицы видно, что применение совмещенных схем позволяет решать проблему подготовки нефти быстро и эффективно и тем самым исключает необходимость строительства дорогих типовых установок подготовки нефти.

Обезвоживание нефти на месторождениях Коми АССР

Деэмульсация нефти с использованием трубопроводов также эффективна для небольших месторождений и может быть использована в случаях, когда предусматривается транспортирование нефти с одного небольшого месторождения на территорию другого. Это наглядно видно на примере группы месторождений Коми АССР.

Нефти группы месторождений Коми АССР к северо-востоку от Ухты (Западно-Тэбукское, Джьерское, Северо- и Восточно-Савиноборское, Пашининское) отличаются от девонских и угленосных нефтей и относятся к легким парафинистым и сернистым нефтям.

Сбор продукции скважин с этих месторождений осуществляется по напорной герметизированной системе с двухступенчатой сепарацией. Отсепарированная на первой ступени нефть (при давлении 9 кгс/см²) с оставшимся в ней газом транспортируется с каждого из месторождений на головные сооружения, расположенные на территории Западно-Тэбукского месторождения. Средняя обводненность нефти 1,2%, вязкость 2,5 сСт, скорость движения по трубопроводу 1,18 м/с, Re = 11 800.

Обводненная нефть Западно-Тэбукского месторождения в количестве 7,0 тыс. т/сут со средним содержанием воды 23% транспортировалась по коллектору длиной 10,8 км на термохимическую установку для обезвоживания под давлением.

Характеристика работы напорного нефтепровода на отдельных участках приведена в табл. 30.

Т а б л и ц а 30

Участок	Длина, км	Количество			Скорость движения, м/с	Re
		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	воды, %		
ГНСП-4—ГНСП-3	3,4	1310	1 535	14,6	0,157	615
ГНСП-3—ГНСП-2	2,7	4030	4 465	14,7	0,455	1780
ГНСП-2—ГНСП-1	3,0	7450	8 485	14,8	0,864	3400
ГНСП-1—ТХУ	1,5	9510	11 155	16,8	1,118	4500

Состояние подготовки нефти на этом узле характеризовалось следующими данными. С мая 1968 г. нефть подготавливалась по одному из вариантов трубной деэмульсации без подогрева с дозировкой деэмульгатора в трубопровод (3% дисолвана) на ГНСП-1. Вода отделялась от нефти в резервуарах головной нефтеносной станции нефтепровода Тэбук—Ухта (4 РВС-5000, 2 РВС-1000). В июле 1968 г. были установлены два, а затем три деэмульсатора типа СП-2000. Вследствие низкой эффективности и выхода из строя автоматики деэмульсаторы использовали лишь в качестве нагревателей. Сброс воды осуществлялся из резервуаров товарного парка, куда нефть направлялась после подогрева.

Позднее была введена ТХУ производительностью 2 млн. т/год, через которую пропусклась вся обводненная (до 47%) нефть Тэбукского месторождения.

Обводненная нефть под давлением 6—12 кгс/см² поступала на ступень предварительного обезвоживания ТХУ (три параллельно соединенные горизонтальные емкости объемом каждая 100 м³), в которые подавалась горячая дренажная вода с установки. За счет использования тепла дренажных вод, остаточного реагента и активной работы большого числа гидрофильных центров коалесценции в виде капель дренажной воды в этом интервале достигалось обезвоживание нефти до 2—5% при 25° С. Далее нефть проходила через теплообменники, где нагревалась теплом уходящей с установки нефти, и затем — подогреватели, в которых осуществлялся окончательный нагрев ее до 50—55° С. Теплоносителем на этой ступени являлся соляровый дистиллат, который нагревался в печах беспламенного горения ПБ-9. После подогрева нефть направлялась в отстойники ступени обезвоживания (пять параллельно работающих булитов объемом 200 м³ каждый). Обезвоженная нефть с содержанием воды 0,1—0,5% через теплообменники поступала в емкости и затем откачивалась по нефтепроводу длиной 62 км на нефтеперерабатывающий завод.

Дисолван 4411 в количестве 50 г/т подавался на ГНСП-1, находящийся на расстоянии 1,5 км от ТХУ.

Ниже приведены основные технико-экономические показатели работы ТХУ.

Время пребывания на I ступени, ч	1
Время пребывания на II ступени, ч	3
Стоимость установки, млн. руб.	2,74
Количество обслуживающего персонала в цехе, чел.	57
Удельные капиталовложения, руб/т нефти	1,37
Себестоимость подготовки, коп/т нефти	70

Пластовые воды Западно-Тэбукского месторождения относятся к категории высокоминерализованных вод хлоркальциевого типа.

Сточные воды ТХУ характеризуются следующими физико-химическими свойствами и составом:

Плотность, г/см ³	1,1223
Температура, °С	22—28
pН среды	6—6,4
Поверхностное натяжение на границе с нефтью, дн/см	14—18
Общая минерализация, г/л	176,821
В том числе:	
хлора	109,574
сульфатов	0,324
гидрокарбонатов	0,101
кальция	16,077
магния	2,318
калия и натрия	48,426
Содержание, мг/л:	
эмульгированной нефти	266—1030
взвешенных твердых частиц	67—141
закисного железа	23—46
окисного железа	0,3—0,5
углекислоты	До 320
сероводорода	0,5

Очистка их для закачки в пласты осуществлялась по открытой системе путем отстаивания в статических условиях. Анализ результатов промышленного обезвоживания тэбукской нефти, осуществлявшегося с 1968 г. по технологической схеме, предусматривавшей значае использование блочных деэмульсаторов типа СП-2000, подтверждает высокую эффективность совмещенного варианта подготовки нефти в интервале групповые установки — резервуары головных сооружений. Смонтированные здесь ранее блочные деэмульсаторы предназначались для обработки 10 000 т/сут жидкости (3,5 млн. т/год). Однако проектные показатели достигнуты не были. При 30%-ной обводненности сырья остаточное содержание воды в товарной нефти на выходе из аппаратов составляло 5% при производительности 74% проектной. В связи с этим объем обрабатываемой нефти на четырех деэмульсаторах едва достигал 300 тыс. т/год. Средний расход реагента, вводимого в поток нефти на сборном пункте № 1, составлял 60—70 г/т при температуре нефти выше 30° С и более 100 г/т при температуре подогрева нефти до 30° С.

Деэмульсаторы в автоматическом режиме эксплуатироваться не могли из-за выхода из строя блоков автоматики и по другим причинам [52, 70, 71]. В первый же период эксплуатации деэмульсаторов в двух из них из-за прогара были заменены топки. Коалесцирующая набивка (березовая стружка) вышла из строя после 3—4 месяцев эксплуатации, в связи с чем она была из аппаратов изъята. В связи с неудовлетворительной работой узла сепарации от использования газа, получаемого из трапа-деэмульсатора, для подогрева нефти пришлось отказаться и к деэмульсаторам была подведена линия сухого газа. Из-за высокого содержания нефти в дренажной воде и нечеткой работы узла сброса дренажная линия была пере-

крыта и деэмульсаторы стали работать в режиме нагревателей.

В процессе совместного движения воды и нефти по трубопроводам от деэмульсаторов до товарного парка (около 400 м) происходило глубокое разрушение эмульсии, а расслоение воды и нефти достигалось непосредственно в резервуарах товарного парка в процессе их заполнения и осуществления товаро-транспортных операций. Другими словами, специалистами НГДУ Тэбукнефть был осуществлен один из вариантов совмещенной схемы подготовки нефти в негерметизированном исполнении. Активными элементами и узлами в этой схеме являлись дозатор реагента на ГНСП-1, трубопровод-каплеобразователь от ГНСП до СП-2000, нагреватели I и II ступени (СП-2000), трубопровод-каплеобразователь от СП до товарного парка и резервуары товарного парка.

Система работала в жестком режиме скважина — технологическое оборудование на потоке — товарный парк с высокой степенью эффективности. Содержание воды в нефти после осуществления товаро-транспортных операций в резервуарах, не имевших специального оборудования (распределителей потока), было менее 2%. Все это свидетельствовало о высокой степени разрушения обработанных реагентом водонефтяных эмульсий в процессе движения по промысловым системам сбора и, следовательно, возможности применения совмещенных систем сбора и подготовки нефти на промыслах Коми АССР.

Важные результаты были получены при оценке достижимой глубины разрушения эмульсий в трубопроводах промысловых систем сбора Джьерского месторождения.

На этом месторождении нефть в количестве 3000 т/с обводненностью 7% после первой ступени сепарации перекачивается по трубопроводу длиной 41 км на головные сооружения Западно-Тэбукского месторождения, так как мощностей для ее подготовки на территории месторождения не имеется. Скорость движения в напорном нефтепроводе 0,49 м/с, $Re = 1590$, температура нефти в зимний период $0 \div +5^\circ C$.

В качестве нагревательных элементов были использованы трапы-деэмульсаторы, булиты, снабженные змеевиками для подогрева паром; в технологических целях — коммуникации и резервуары товарного парка Тэбукского узла.

Обезвоживание нефти осуществлялось по следующей принципиальной схеме. Эмульсия из коллектора Джьер—Тэбук перекачивалась через два отстойника-булита, где производился нагрев ее до $13-15^\circ C$ и частичная сепарация, в два отстойника-сепаратора емкостью 100 м^3 каждый. Время пребывания эмульсии в этих аппаратах соответственно 1 ч 20 мин и 3 ч. После отстойников нефть насосом перекачивалась в 5 сепараторов-подогревателей типа СП-2000, в которых осуществлялся ее подогрев до $30-40^\circ C$, и далее самотеком поступала в резервуар объемом 5000 м^3 . Время пребывания нефти в СП-2000 1 ч. Общее время пребывания нефти

в системе превышало 5 ч. Трубопровод от СП-2000 до резервуаров товарного парка длиной 300 м играл роль каплеобразователя, где частично разрушалась эмульсия после ее нагрева.

Исследования проводились по трем вариантам (рис. 46).

I вариант. Реагент в количестве 40—50 г/т (3,0%-ный дисолван) подавался на ГНСП-1 в начале нефтепровода Джьбер—Тэбук. Эмульсия после совместного движения с реагентом-деэмульгатором в поле неравных скоростей в течение 24 ч при $Re = 1590$ с температурой,

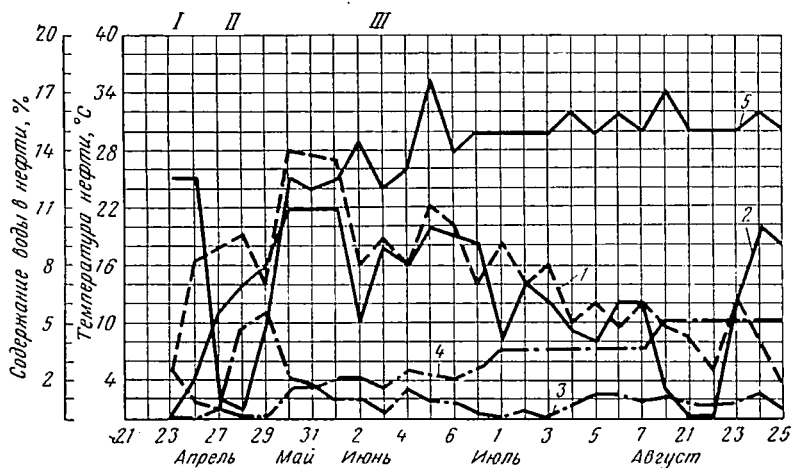


Рис. 46. Качество и некоторые параметры обезвоженной по совмещенной схеме нефти Джьберского месторождения.

I—III — варианты обезвоживания; среднее содержание воды в нефти: 1 — из коллектора Джьбер — Тэбук; 2 — после нагревателей-деэмульсаторов на территории Тэбукского месторождения (ВОУ-17); 3 — содержание воды в нефти после ее сброса в технологических резервуарах Тэбукского товарного парка; 4, 5 — температура нефти на входе в нагреватели и выходе из них.

близкой к нулю градусам, поступала в сепараторы-подогреватели, где температура повышалась до $25^{\circ}C$. После пребывания ее в резервуарах товарного парка в течение времени, необходимого для осуществления прямо-сдаточных операций, остаточное содержание воды в ней снижалось до 2,5; 0,84; 0,6% (на таком режиме установка работала в течение 3 дней). Исходная нефть, поступавшая из коллектора Джьбер—Тэбук, содержала в среднем 8% воды.

II вариант. В отличие от первого варианта исследования проводились без подогрева нефти в сепараторах-подогревателях. Температура приходящей на установку нефти была равна $0^{\circ}C$, а после выхода с установки $6^{\circ}C$. Остаточное содержание воды в средних пробах нефти после отстоя в резервуарах было равно 5,6%. Содер-

жание воды в нефти, отобранной из коллектора перед установкой, было ниже, чем отобранной из коллектора на Джьерском месторождении. Это говорит о том, что в трубопроводе происходило разрушение эмульсии и расслоение на воду и нефть.

III вариант. В этом случае реагент (40 г/т) подавался перед булитами емкостью 50 м³. Подогрев осуществлялся в трех точках. Температура нефти перед установкой была 5° С, после установки 25—30° С. Остаточное содержание воды в нефти из резервуаров перед откачкой их на нефтеперерабатывающий завод составляло 0,5—2%.

Значительная глубина разрушения эмульсий при работе на первом и третьем режимах была обеспечена в коммуникациях на участке точка подачи реагента — товарный парк при достижении достаточной для этой цели температуры (30° С).

Таким образом, результаты промышленных испытаний показали, что эмульсии Джьерского месторождения эффективно разрушаются в промысловых коммуникациях и подготовка их должна вестись по совмещенным схемам. По совмещенной схеме подготовка нефти Джьерского месторождения осуществляется с апреля 1971 г. Получаемые при этом результаты убедительно подтверждают эффективность этого метода. Содержание воды в нефти перед ее откачкой, как правило, не превышало 1% (см. рис. 46).

Обезвоживание мангышлакских нефтей

Проблема подготовки и транспорта высокопарафинистых (мангышлакских) нефтей являлась одной из наиболее острых и трудноразрешимых. В значительной мере это обусловлено свойствами самой нефти. Мангышлакская нефть относится к категории высокопарафинистых смолистых; характеризуется средним содержанием серы и небольшим количеством легких фракций. Дегазированная мангышлакская нефть может быть охарактеризована следующими параметрами:

Плотность при 20° С, г/см ³	0,820
Вязкость при 50° С, сП	14,9
Температура, °С:	
вспышки	29
застывания	+28 ÷ 33
Содержание, %:	
смоляных силикагелевых	14,9
асфальтенов	2
светлых фракций с температурой кипения до 300° С	30
парафина	28

Средняя температура начала кристаллизации парафина в пластовой нефти 62 ± 3° С и в дегазированной — выше на 4—5° С. При удалении газа и снижении температуры вязкость нефти резко повышается и она теряет свою подвижность при температуре около 30° С.

Температура, °С	30	40	50	60	70	90
Вязкость, сП	126,8	22,3	14,9	11,2	9	6,3

Застывшая нефть представляет собой пластичную массу, основу которой составляет кристаллический парафин дендритно-сферолитной структуры с иммобилизованной нефтью в порах возникшего скелета.

Растворенный в нефти газ — жирный, с большим содержанием пропан-бутановых фракций и малым — азота и углекислоты.

При температуре выше 60°C газовые пузырьки в потоке нефти легко сливаются друг с другом и их поведение ничем не отличается от поведения газовых пузырьков при движении нефти другого типа, например ромашкинской.

Извлекаемая с нефтью вода высоко минерализована и характеризуется содержанием солей 127—160 г/л. Большая часть ее извлекается вместе с нефтью в эмульгированном состоянии с размером глобул 10—20 мк.

При турбулизации потока, обработанного реагентами-деэмульгаторами, эмульсия разрушается. Наиболее эффективно этот процесс протекает при температуре выше 60°C , когда растворяются бронирующие оболочки на каплях пластовой воды, состоящие в основном из тугоплавких парафинов.

Исследования института Гипростокнефть показали, что мангышлакские эмульсии относятся к категории чрезвычайно стойких. Все это предполагало необходимость обезвоживания мангышлакской нефти по наиболее эффективной технологии, позволяющей получать нефть высокого качества при сравнительно низких затратах. Наиболее приемлемой технологической схемой подготовки нефти могла быть только трубная деэмульсация, применению которой в значительной мере способствовало то, что промысловая система сбора оказалась идеально приспособленной для ее осуществления, так как нефть для обеспечения ее транспорта от групповых установок до товарного парка подогревалась до 60°C с помощью нагревательных печей радиантного типа, имеющих практически на всех групповых установках. Полупромышленные испытания трубной деэмульсации мангышлакских нефтей были проведены в специально сконструированных для этих целей автоклавах ТатНИИ на дегазированной и газированной нефти.

Исследования выполнялись непосредственно на промыслах со свежей эмульсией мангышлакской нефти (табл. 31). В основном оценивалось влияние на деэмульсацию нефти таких параметров, как температура, интенсивность, время турбулизации эмульсии с реагентом, расход и тип реагента. Применялись реагент фирмы «Хехст» — дисольван 4411 и деэмульгатор фирмы «БАСФ» — сепароль-25. Движение обработанной реагентом эмульсии по трубопроводам в турбулентном режиме моделировалось с помощью мешалки пропеллерного типа, встроенной в автоклав.

Глубина обезвоживания дегазированной мангышлакской нефти зависит от интенсивности и времени турбулизации эмульсии в аппарате.

Возрастание глубины обезвоживания нефти с увеличением вре-

№ скважины	Скорость вращения вала мешалки, об/мин	Время перемешивания, мин	Температура, °С	Расход реагента, г/т	Содержание воды в сырье, %	Количество воды выделенной сразу после обработки, %	Отстой продукции	
							Время отстоя, мин	Содержание остаточной воды, %
202	1500	5	90	80	26,6	26,9	120 *	Следы
				50	25,6	24,8	120 *	Следы
202	1500	5	90	40	25,6	24,7	120 *	0,03
				30	26,6	25,5	120 *	0,03
202	3000	5	90	80	26,6	25,4	30	Следы
				50	27,8	27,5	120	0,40
				30	24,8	24,1	90	0,62
202	3000	5	80	20	26,0	25,6	120 *	0,32
				80	26,8	26,6	60	0,12
				50	14,0	12,0	120 *	0,12
				40	26,8	23,2	120	0,3
202	3000	5	70	30	26,8	26,3	120 *	0,12
				50	24,8	22,6	60	0,12
				40	22,4	21,7	90	2,80
202	3000	5	70	30	28,4	27,8	105	0,9
				30	24,0	25,1	110	0,60
202	3000	1	90	80	24,4	25,0	240 *	Следы
202	3000	1	90	50	24,4	18,0	240	0,03
				40	26,4	25,9	120 *	0,03
				30	24,4	16,4	240	0,06
				50	26,4	16,0	240	8,0
202	3000	1	70	40	26,4	18,7	240	8,4
				30	22,4	16,9	90	1,6
57	3000	5	70	80	14,8	19,3	120	2,6
				30	14,8	15,6	120	3,6

* При отстое в течение указанного времени вода не отделялась.

мени турбулизации потока, как уже отмечалось, обусловлено эффективным разрушением капель воды за счет их дробления и разрушения бронирующих оболочек, усиления массообменных процессов по передаче реагента и усреднения содержимого капель, укрупнения их вследствие накопления и последующего срыва водной пленки на гидрофильной стенке аппарата. Учитывая, что такой высокий уровень турбулентности в трубопроводах создать практически нельзя, можно было предполагать, что эффективная деэмульсация дегазированной нефти и улучшения ее качества связаны с необходимостью некоторого увеличения времени ее обработки в аппаратуре при обычном режиме.

Газированная эмульсия жетыбайской нефти может быть достаточно глубоко обезвожена при расходах реагента 20—30 г/т и температуре до 70° С (см. табл. 31). Так, глубина обезвоживания эмульсии из скв. 202 с начальным содержанием воды 25% при 80° С и расходе реагента 30 г/т определялась остаточным содержанием воды

0,12%. При снижении начальной температуры нагрева ниже этого предела несколько ухудшается качество получаемой нефти. После обработки эмульсии в автоклаве основная масса воды отделяется от нефти практически мгновенно. При испытаниях было установлено, что сепароль как деэмульгатор в условиях Мангышлака более эффективен (табл. 32).

Т а б л и ц а 32

Условия опытов	Температура, °С	Расход, реагента, г/т	Содержание остаточной воды, %	
			дисолван	сепароль-25
В герметизированных автоклавах	90	50	С л е д ы	
	90	30	0,05	Следы
	90	20	0,48	0,12
	80	50	0,24	Следы
	70	30	0,06	»
	70	20	0,3	0,48
	40	20	5,6	3,6
При отборе проб в отстойники (сопровождается удалением воды)	90	20	0,72	Следы
	90	30	0,24	»
	90	50	0,84	0,24
	70	20	0,8	0,24

Примечание. Время отстоя — 2 ч; время перемешивания 1 мин; скорость перемешивания 2000 об/мин. Реагент вводился в подогретую нефть в виде 2%-ного раствора.

В соответствии с проектом разработки на месторождении Жетыбая сбор и транспорт нефти предусмотрен по однотрубной системе. Газонефтяная смесь от скважин по выкидным линиям под избыточным давлением подается через распределительную батарею групповой установки (ГУ) или групповой замерно-дожимной установки (ГЗДУ) в буферную емкость, где осуществляется I ступень сепарации. Из буферной емкости насосом смесь подается в огневую трубчатую печь для подогрева, а затем в нефтесборную сеть и далее по нефтесборному коллектору на гидроциклонные газосепарационные и концевые трапные установки. Отсюда нефть поступает в резервуары товарного парка (6 резервуаров РВС-5000).

В отличие от скважин, эксплуатирующихся в других районах страны, где содержание воды в нефти с течением времени изменяется более или менее плавно, для условий Жетыбая характерно не только пробкообразное движение воды и нефти, когда они могут поступать на групповые установки отдельными порциями, иногда практически не смешиваясь между собой, но и в виде эмульсии различной стойкости и с разным содержанием эмульгированной воды. Содержание воды в нефти на входе в эксплуатировавшийся здесь вертикальный деэмульсатор в течение коротких промежутков времени может изменяться от 4 до 20%. Естественно, что в таких условиях добиться ста-

бильной работы деэмульсатора в режиме, обеспечивающем возможность получения кондиционной нефти на выходе из него, довольно трудно. В этом случае изменение входных параметров (количество нефти, содержание воды, стойкость эмульсии) в пульсирующем режиме потребовало бы быстрой соответствующей перестройки работы всего аппарата в целом, что, как известно, невозможно. Другими словами, применение аппаратов для деэмульсации нефти, которые рассчитаны на работу в жестком режиме, в этих условиях, очевидно, противопоказано.

В ряде случаев из аппарата выходила нефть с таким же содержанием воды, как и на входе. Так, содержание воды в подготовленной нефти за период, в который производился анализ, изменялось от 0,5 до 20%. Теоретическое время пребывания нефти в аппарате такого типа не может быть принятым больше 2 ч. В противном случае установка по металлоемкости и сложности управления практически не будет отличаться от ТХУ обычного типа. Вместе с тем время обработки нефти — это единственный надежный фактор, изменение которого в нужном направлении может нейтрализовать не предусмотренные колебания температуры нагрева нефти, удельного расхода реагента и стойкости поступающей на установку эмульсии из-за пульсирующего режима работы скважин. И такой необходимый запас времени для разрушения эмульсии имеется при движении нефти по промысловым системам сбора на участке групповая установка — товарный парк.

Промышленными испытаниями трубной деэмульсации нефти [83, 96, 98] предусматривался вариант подготовки всего объема добываемой в НГДУ нефти. Причем все операции в этом случае могут выполняться по совместительству тем же обслуживающим персоналом, который занят на обычных работах на групповых установках и в товарном парке.

В соответствии с намеченной программой, испытаниями предусматривались нагрев нефти до 80°C на 6 групповых установках с помощью радиантных печей 5, предназначенных для подогрева нефти с целью ее транспорта от ГУ до товарного парка 12, и подача реагента 6 (дисолвана) на две ГУ, расположенные на противоположных концах месторождения Жетыбай, из расчета 80 г/т для всего объема транспортируемой к товарному парку эмульсии. Вся продукция скважин, обработанная реагентом и нагретая до $60\text{--}80^{\circ}\text{C}$ направлялась по трубопроводам системы сбора 11 в товарный парк 12 (рис. 47). При подходе к товарному парку с температурой 35°C эмульсия разрушалась и частично расслаивалась.

При заполнении резервуара такой эмульсией вода быстро переходила в дренажную воду. По всей высоте резервуара нефть оказалась высокого качества, поэтому задалживать его для отстоя необходимости не было. Запас времени для отделения воды от нефти превышал необходимый уровень в десятки раз. Следует отметить, что резервуары работали в крайне неблагоприятных условиях, так как они не имели соответствующего оборудования для совмещения

операций по их заполнению и сбросу воды одновременно. В частности, ввод нефти и патрубков для сброса воды оказались расположенными практически на одном участке у дна резервуара. Система равномерного распределения эмульсии под слой воды отсутствовала. Верхний отбор обезвоженной нефти оказался невозможным из-за отсутствия поворотной трубы. Поддерживать какой-либо уровень

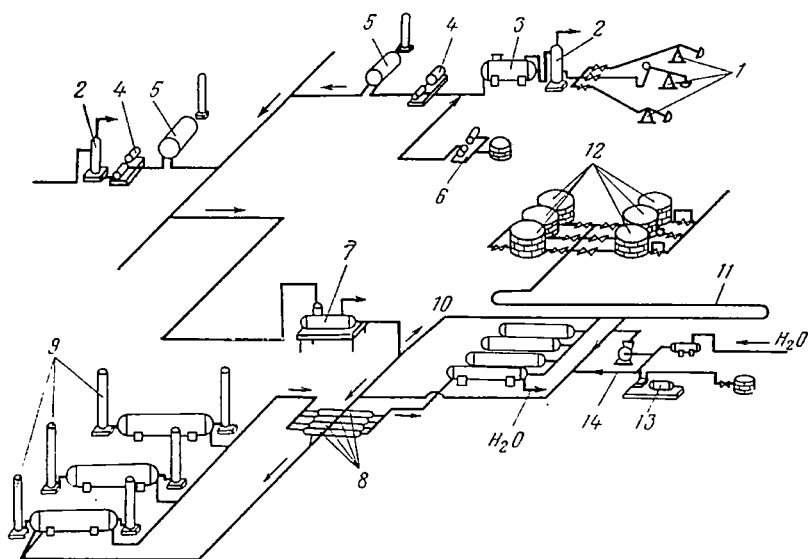


Рис. 47. Технологическая схема подготовки нефти по совмещенной схеме и с применением деэмульсаторов УДО-2М на месторождении Жетыбай.

1 — скважины; 2 — сепаратор; 3 — замерная емкость; 4 — насос; 5 — печь путевого подогрева; 6 — дозатор реагента; 7 — конечная ступень сепарации; 8 — теплообменники; 9 — УДО-2М; 10 — дополнительные отстойники; 11 — промышленный трубопровод-напоборозователь; 12 — товарный парк; 13 — дозатор реагента на площадке деэмульсаторов; 14 — насос для подачи пресной воды и реагента.

Оборудование, используемое при обезвоживании: по совмещенной схеме 1—7, 11, 12; с применением УДО-2М 1—5, 7—13; при обессоливании: 1—10 — ступень обезвоживания; 11—14 — ступень обессоливания.

воды в резервуарах также было нельзя из-за отсутствия уравнильной трубы. Поэтому перед откачкой нефти из резервуара сброс отделившейся от нефти воды осуществлялся элементарным понижением уровня.

Среднее содержание воды в нефти, поступающей в товарный парк, составляло 4—5% по объему. Вода по канализационным трубам сбрасывалась в земляной амбар.

Таким образом, разрушение эмульсии в трубопроводах можно совместить с ее транспортированием по трубопроводам, а отделение воды от нефти — с товаро-транспортными операциями.

За период испытаний с помощью трубной деэмульсации было обработано и сдано 33 000 т кондиционной нефти с остаточным содер-

жанием воды 0,89%, что вдвое меньше, чем это допускалось по нормам. В действительности глубина обезвоживания оказалась намного выше и среднее содержание воды в нефти было меньше (табл. 33). Об этом свидетельствовали результаты определения остаточного содержания воды в нефти по высоте резервуаров как непосредственно после заполнения их, так и после дополнительного отстоя нефти. Характерно, что с течением времени содержание воды в нефти при ее отстое в резервуарах по слоям практически не изменялось (табл. 34), так как разрушившаяся в процессе движения по трубопроводу эмульсия быстро отделяла воду и отстой при 30—35° С, даже в течение длительного времени, к улучшению результатов практически не приводил. Поэтому применение трубной деэмульсации действительно исключает необходимость длительного отстоя нефти в водоотделителях.

Т а б л и ц а 33

№ резервуара	Глубина отбора проб от дна, см	Содержание воды в нефти, %	№ резервуара	Глубина отбора проб от дна, см	Содержание воды в нефти, %
3	180	0,36	5	120	0,28
	330	0,30		270	0,20
	480	0,36		420	0,24
	630	0,36		570	0,36
	780	0,42		720	0,36
	830	0,36		870	0,42
	980	0,24		1020	0,20
	1030	0,42			

Т а б л и ц а 34

Глубина отбора проб от дна, см	Содержание остаточной воды в нефти (в %) при отборе после заполнения, ч				
	2	4	6	8	10
85	0,6	0,66	0,24	—	0,42
285	0,36	—	—	—	—
485	0,36	0,24	0,18	0,48	0,36
685	0,42	Следы	0,36	0,48	0,36
885	0,55	0,18	0,36	0,42	0,42
1085	0,5	0,36	0,45	0,36	0,48
1185	0,6	0,42	0,12	—	0,24

Таким образом, было доказано, что трубная деэмульсация мангышлакской нефти является высокоэффективным методом подготовки, с помощью которого возможно осуществить глубокое обезвоживание ее (до 0,5%) практически без значительных дополнительных

капитальных затрат и при низкой себестоимости, определяемой в этом случае фактически только затратами на реагенты-деэмульгаторы, так как необходимость в организации цеха по подготовке нефти отпадает.

Экспериментальные работы по внутритрубному обезвоживанию на месторождении Жетыбай, выполненные в промышленных масштабах, в процессе которых были использованы только существующее (кроме насосов-дозаторов) промышленное оборудование систем сбора продукции скважин и резервуары товарного парка, интересно сравнить с результатами использования другой технологической

W, %

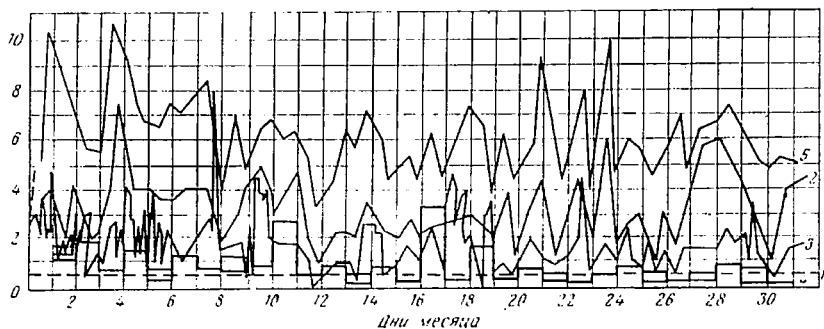


Рис. 48. Содержание воды в нефти при обезвоживании.

1 — по совмещенной схеме; 2 — после УДО-2М; 3 — после дополнительных отстойников; 4 — в резервуарах товарного парка; 5 — в необработанной нефти.

схемы. На этом узле осуществлено строительство комплекса по подготовке нефти из одиннадцати аппаратов типа УДО-2М общей стоимостью более 1 млн. руб. В технологическое оборудование установок входят блоки теплообменников, блок КИП, реагентное хозяйство, деэмульсаторы и дополнительные отстойники объемом по 50 м³. Параметры технологического процесса приведены на рис. 48. Температура обработки нефти колебалась в пределах 65—70° С, количество обрабатываемой нефти изменялось незначительно; обводненность сырья составляла 4—7%, расход реагента 50—60 г/т. Отделяющаяся вода сбрасывалась в три ступени. Ввиду стойкости мангышлакской эмульсии и низкой эффективности аппаратов содержание воды в нефти на выходе из УДО-2М составляло 2—5%. Это потребовало установки дополнительных отстойников, на выходе из которых содержание воды в нефти также было значительным (0,5—2%). И только после поступления нефти в резервуары товарного парка и дополнительного сброса отделившейся воды за счет разрушения эмульсии в трубопроводах на подходе к товарному парку остаточное содержание воды в нефти было снижено в среднем до 0,5%. Эти же результаты были получены при осуществлении трубной деэмульсации, когда деэмульсаторы между скважинами и товарным парком

еще смонтированы не были. Поэтому строительство аппаратов типа УДО или других блочных установок там, где может быть использована трубная деэмульсация, объективно наносит государству значительный экономический ущерб. Это убедительно подтверждается также результатами промышленной эксплуатации по совмещенной схеме узла обезвоживания всей нефти, добываемой на месторождении Узень.

Обезвоживание узеньской нефти

Совмещенная схема подготовки, сбора и транспорта нефти в промысловом оборудовании, применяемая на месторождении Жетыбай, идеально вписывается в систему обустройства месторождения Узень.

На головных сооружениях нефтепроводов Узень—Гурьев и Узень—Шевченко имеется два товарных парка: старый и новый. В старом парке расположены 6 резервуаров РВС-5000, оборудованных пароподогревателями и сифонными кранами для сброса подтоварной воды. Канализация его предусматривает сбор и очистку сточных вод от нефти и систему откачки на поля фильтрации. Производительность нефтеловушки 2600 м³/сут. Новый товарный парк включает 6 теплоизолированных резервуаров РВС-10 000, оснащенных пароподогревателями и предназначенными для приема товарной нефти. Системы канализации эти резервуары не имеют. Вода из них сбрасывается в колодцы и вывозится автоцистернами. Резервуарный парк после расширения рассчитан на трехсуточный запас нефти при максимальном уровне добычи. В эксплуатацию намечалось ввести металлические резервуары объемом 20 тыс. м³, имеющие теплоизоляцию.

Нефть из резервуаров товарного парка откачивается подпорными насосами и подается на прием насосов магистрального нефтепровода, которые прокачивают ее через три печи 19ПО2В объемно-настильного пламени теплопроизводительностью по 9 млн. ккал/ч. Система сбора и транспорта нефти на месторождении Узень может быть использована в технологических целях при применении трубной деэмульсации.

Обводненность нефти месторождения Узень превышает 10% и в ближайшие годы будет расти сравнительно высокими темпами. Поэтому осуществление трубной деэмульсации требует реконструкции товарного парка, организации централизованного реагентного хозяйства и монтажа дозирующих устройств на групповых установках. Общая стоимость работ, связанных с осуществлением трубной деэмульсации нефти, оценивалась институтом Татнефтепроект в 560 тыс. руб. Строительство обезвоживающей установки, по данным института Гипровостокнефть, мощностью 9,9 млн. т/год потребовало бы капиталовложений около 11 млн. руб. Поэтому вопросу изучения технологических возможностей применения трубной деэмульсации нефти на месторождении Узень уделялось исключительно большое внимание.

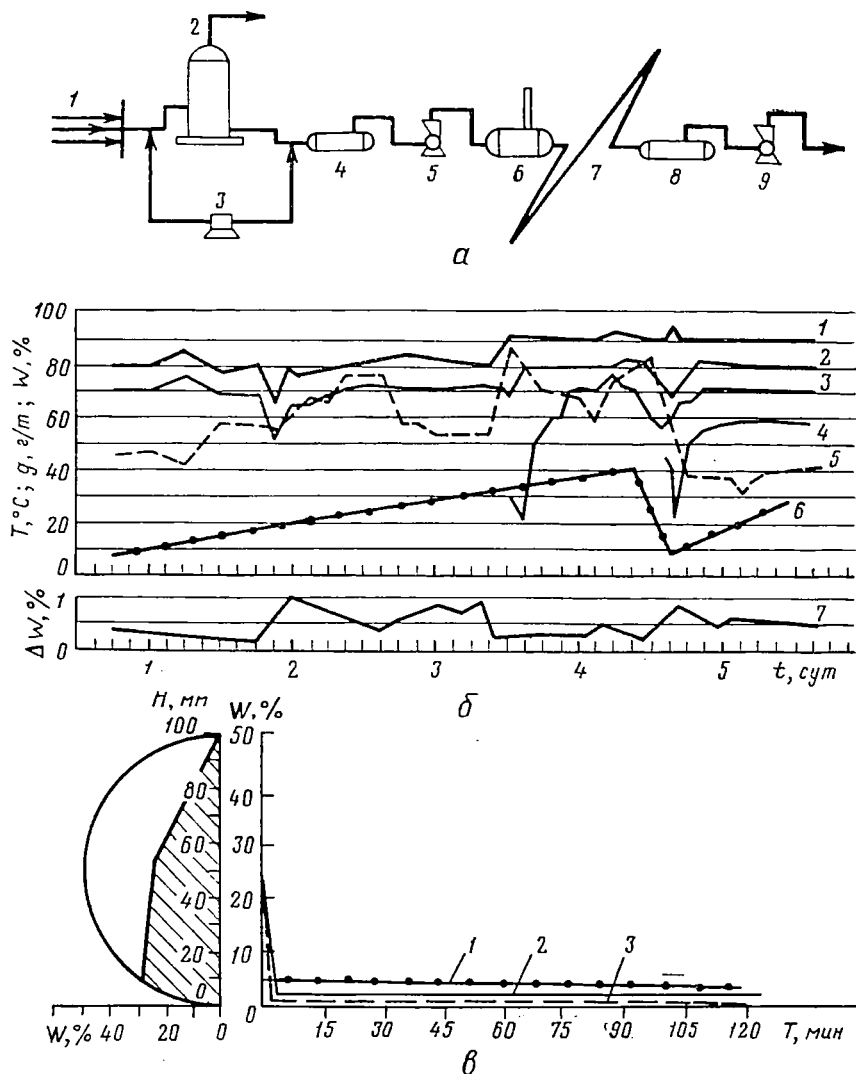


Рис. 49. Принципиальная схема и режим работы опытной установки для изучения эффективности трубной деэмульсации нефти на ГЗДУ-8.

а — технологическая схема: 1 — распределительная гребенка; 2 — газосепаратор; 3 — дозировочный насос; 4 — замерный трап; 5 — насос; 6 — печь для термообработки эмульсии; 7 — каплеобразователь; 8 — отстойник; 9 — поршневые насосы для откачки обработанной нефти и безводной части продукции групповой установки в коллектор; **б** — режим работы: 1 — температура эмульсии после печи; 2—4 — температура после 1-й, 2-й и 3-й секций каплеобразователя; 5 — расход реагента (г/т); 6 — содержание воды в сырье (%); 7 — остаточное содержание воды в обработанной нефти (%); 8 — содержание воды в нефти (W) и скорость отделения ее по сечению трубопровода: 1 — верх; 2 — середина; 3 — низ.

Промышленные испытания трубной деэмульсации нефти на месторождении Узень были проведены в конце 1969 г. на ГЗДУ-8, где был смонтирован специально разработанный комплекс дегидрирующей аппаратуры. На групповую установку направлялась продукция 16 скважин с дебитом от 10 до 240 т/сут и содержанием воды от 0 до 40%. Общая производительность ее достигала 700 т/сут. В соответствии с технологической схемой (рис. 49) продукция 5 скважин общим дебитом 370—380 т/сут и с средним содержанием воды в нефти около 20% с гребенки ГЗДУ-8 1 направлялась в имеющийся на установке газосепаратор 2 для разгазирования. Перед ним в нефть вводился с помощью дозирующего устройства 3 раствор реагента-деэмульгатора (дисолвана 4411) в количестве 40—80 г/т. В схеме предусмотрена также возможность подачи в поток нефти реагента-деэмульгатора после ее разгазирования. Обработанная реагентом нефть с помощью поршневого насоса 5 направлялась по трубопроводам в нагревательную печь 6, где нагревалась до 80—90° С, и после этого поступала в трубопровод-каплеобразователь 7. Каплеобразователь диаметром 102 мм и общей длиной около 7 км моделировал сборные трубопроводы, в которых при осуществлении трубной деэмульсации осуществлялось бы разрушение эмульсии и укрупнение капелек пластовой воды. Конструкция каплеобразователя позволяла подключать к работе любое количество секций (всего 4) и изменять таким образом время и режим движения по нему нефти. Расчетное время движения нефти в каплеобразователе при максимальной производительности и всех работающих секциях 115 мин. Средняя скорость движения нефти около 1 м/с, а число Рейнольдса не превышало 10 000.

Из каплеобразователя нефть направлялась в отстойник 8, оборудованный распределенным вводом для нефти, под слой дренажной воды. Время пребывания нефти в отстойнике, моделирующее время отделения воды от нефти в процессе заполнения резервуаров товарного парка, около 3,5 ч. Температура нефти на входе в отстойник 60° С. Отделившаяся от нефти вода сбрасывалась по выкидной линии в амбар, а обезвоженная нефть направлялась на прием одного из поршневых насосов и откачивалась с установки в товарный парк.

Как показали предварительные расчеты, фактическое время движения обработанной реагентом и нагретой на групповых установках нефти до резервуаров товарного парка головных сооружений почти в 10 раз превышает экспериментальное. Это же справедливо и для времени пребывания нефти в резервуарах головных сооружений. Температурные условия в процессе эксперимента были выдержаны в соответствии с планами практической реализации проекта трубной деэмульсации нефти на месторождении Узень. Перед направлением разрушенной эмульсии в резервуары товарного парка предусматривается осуществить горячую сепарацию нефти при температуре до 90° С. Температура дегазированной нефти в этом случае составит около 60° С. Как видно, условия эксперимента оказались более жесткими по сравнению с теми, которые могли иметь место при

деэмульсации нефти в промысловом оборудовании месторождения Узень в целом. Это имело положительную сторону, так как позволяло оценить возможности трубной деэмульсации нефти в наименее благоприятных условиях.

Среднее содержание воды в нефти после разрушения эмульсии в каплеобразователе за период проведения эксперимента 0,58%. Глубина обезвоживания эмульсии в процессе эксперимента изменялась в зависимости от температуры нагрева нефти и количества введенного реагента. Например, снижение температуры обработки эмульсии в печи и, следовательно, в каплеобразователе до 50—60° С повлекло за собой некоторое повышение содержания воды в нефти (в ряде случаев оно превысило 1%). При увеличении расхода реагента до 80 г/т и одновременном повышении температуры обработки нефти процесс обезвоживания осуществляется более глубоко. В этих случаях остаточное содержание воды в нефти снижалось до 0,24%.

При сохранении температурных условий без изменения глубина обезвоживания нефти изменяется в зависимости от расхода реагента. Например, при уменьшении подачи реагента до 55 г/т содержание воды в обработанной нефти выросло до 0,7—0,8%. Однако при более высокой температуре обработки эмульсии (90° С) снижение расхода реагента хотя и влияет на глубину обезвоживания, но гораздо в меньшей степени.

Здесь следует отметить еще одну особенность: эксперимент проводился в период, когда температура окружающего воздуха колебалась от +10 до -7° С. Реагентное хозяйство было расположено на открытой площадке, и при снижении температуры окружающей среды происходило самопроизвольное «регулирование» подачи реагента в систему вследствие изменения консистенции водного раствора дисольвана. При отрицательной температуре вязкость раствора повышалась и за счет этого снижался расход реагента. Однако, несмотря на это, полученные результаты свидетельствуют о высокой эффективности процесса деэмульсации и его устойчивости во времени.

О процессе интенсивного расслоения эмульсии в трубопроводах свидетельствуют результаты анализов проб нефти, отобранных в конце третьей секции трубопровода-каплеобразователя по его высоте. Содержание воды в эмульсии по вертикальному сечению трубопровода распределилось следующим образом. После первой секции (см. рис. 49) на высоте 10 мм от нижней образующей трубы содержание воды в нефти составляло 25,3%. на середине трубы (50 мм) 22,9%, а в верхней части (на высоте 90 мм) — всего лишь 3,4%. Это свидетельствует о том, что процесс укрупнения глобул воды в нефти даже при турбулентном режиме движения потока сопровождается их оседанием в зону промежуточного слоя и на границу раздела фаз нефть—вода при последующем расслоении воды и нефти уже непосредственно в трубопроводе. Это обеспечивает быстрое отделение воды от нефти при ее поступлении в водоотделитель любой конструкции, будь то обыкновенный резервуар или отстойник, рабо-

тающий под давлением. Нефть освобождается в резервуаре от основной части воды уже в первые минуты после создания для этого соответствующих условий. Дальнейшее отстаивание нефти к улучшению результатов практически не приводит и поэтому не нужно. Таким образом, проведением этих исследований показана целесообразность осуществления трубной деэмульсации на промыслах Узень и использования для этих целей существующих систем сбора и резервуаров товарных парков, режим работы которых при проведении товародаточных операций позволяет получить глубоко обезвоженную нефть и чистую дренажную воду.

Промышленное обезвоживание узеньской нефти по совмещенной схеме было начато 26 ноября 1970 г и осуществлялось следующим образом (рис. 50). Вся добываемая нефть поступала с промыслов

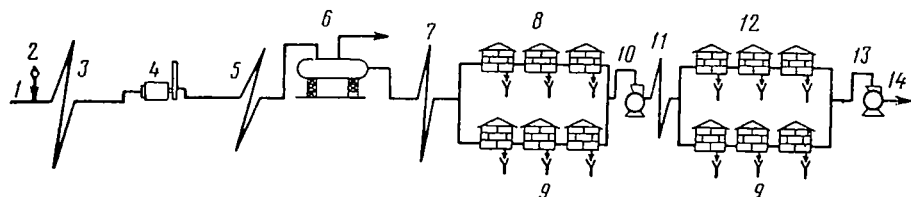


Рис. 50. Совмещенная технологическая схема обезвоживания нефти в товарном парке месторождения Узень.

1 — сырьевой трубопровод, 2 — линия подачи реагента; 3 — технологический трубопровод-каплеобразователь холодной ступени; 4 — нагревательная печь; 5 — технологический трубопровод-каплеобразователь горячей ступени в интервале печь — концевая ступень сепарации; 6 — сепараторы; 7 — горячий технологический трубопровод-каплеобразователь; 8 — технологические и буферные резервуары нового товарного парка; 9 — линии сброса дренажной воды; 10 — насос; 11 — технологический трубопровод-каплеобразователь в интервале промысловый товарный парк — резервуары головных сооружений; 12 — резервуары головных сооружений; 13 — магистральный насос; 14 — магистральный трубопровод.

при температуре 29—32° С и нагревалась до 55—60° С в печах Г9П02В 4 головных сооружений нефтепровода Узень—Куйбышев. Перед печами в трубопровод насосом вводился раствор дисолвана (60 г/т) 50%-ной концентрации. Нагретая нефть транспортировалась по естественным трубопроводам-каплеобразователям диаметром 700 и 800 мм общей протяженностью 2900 м через концевую трапную установку 6, где осуществлялась последняя ступень сепарации, и затем поступала в резервуары РВС-10 000 12. По мере заполнения резервуаров и подготовки к откачке (продолжительность операции от 2 до 4 ч и более) осуществлялся сброс выделившейся из них воды. Обезвоженная (до 0,4%) нефть откачивалась в нефтепровод Узень—Куйбышев 14. Производительность узла около 19 000 т/сут нефти. Качество нефти, подготавливаемой по совмещенной схеме, приведено в табл. 35.

Впоследствии в соответствии с проектом института ТатНИПИ-нефть Узеньский узел был переведен на работу по постоянной технологической схеме с использованием резервуаров старого и нового

Номер опыта	Средняя температура, °С		Количество обработанной нефти, т	Содержание балласта, %		Средняя температура, °С	
	на входе в печи	на выходе из печи		в сырье	после 4 ч отстоя	после заполнения	после 4 ч отстоя
1	29	51	16 033	3,1	0,74	38	35,0
2	32	53	24 902	3,2	0,35	40	37,4
3	34	53	25 913	3,2	0,34	41	38
4	34	52,6	26 964	3,3	0,19	41	38
5	34	51	28 465	3,1	0,21	38	37

товарных парков. При работе по этой схеме групповые установки, дающие обводненную нефть, подключаются к отдельному коллектору. На ГЗДУ с наиболее высоким содержанием воды в нефти осуществляется подача реагента-деэмульгатора 40—60 г/т на весь объем транспортируемой по этому трубопроводу эмульсии. Здесь эмульсия подогревается до 70—80° С и направляется на площадку технологических резервуаров, где (разрушившаяся при движении по трубопроводам перед второй ступенью сепарации дополнительно подогревается в печах Г9П02 до 50—60° С. После сепарации газа нефть поступает под слой дренажной воды высотой 3—4 м в четыре технологических резервуара РВС-5000 старого товарного парка (1—4), оборудованных распределенным вводом, трубой для автоматического сброса отделившейся воды и поворотной трубой для непрерывного отбора подготовленной нефти из верхней части резервуаров. Обезвоженная нефть направляется в резервуары нового товарного парка (7—12). Схема оказалась работоспособной и при дозировании реагента на территории товарных парков. В качестве трубопровода-каплеобразователя в этом случае использованы коммуникационные трубопроводы, подводящие нефть к нагревательным печам, а так же участки трубопроводов от нагревательных печей до концевой ступени сепарации и от ступени сепарации до технологических резервуаров.

Стоимость всех работ по переоборудованию резервуаров старого товарного парка, установке дозаторов реагента на трех ГЗДУ и других работ составила около 560 тыс. руб. Осуществление же типового проекта производительностью 10 млн. т/год потребовало бы капитальных вложений на сумму более 11 млн. руб. Узел успешно работает в течение всего периода с производительностью около 10 млн. т/год глубоко обезвоженной нефти. Остаточное содержание воды в нефти в среднем 0,6%. Себестоимость обезвоживания 8 коп/т. Обезвоживание нефти с использованием промысловых систем сбора с высокой эффективностью применяется и в других районах страны [2—5, 7, 11, 14, 25, 26, 29—37, 43, 53, 62, 64, 79 115].

§ 7. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СОВМЕЩЕННЫХ ВАРИАНТОВ ОБЕЗВОЖИВАНИЯ И ОБЕССОЛИВАНИЯ НЕФТИ

Ранее уже отмечалось, что подготовка нефти на промыслах до недавнего времени осуществлялась в основном на термохимических установках (ТХУ) и установках комплексной подготовки нефти (УКПН). Эти металлоемкие и дорогостоящие сооружения, являющиеся крупными промышленными объектами, требуют квалифицированного обслуживания и наличия большого технического персонала и в какой-то мере определяют неизбежность высоких удельных капиталовложений и себестоимости продукции. Ввод их в эксплуатацию вследствие сложности строительства систематически отставал от темпов добычи нефти.

Проблема сокращения разрыва между объемами добываемой обводненной нефти и вводимыми в эксплуатацию мощностями по ее подготовке в какой-то мере может быть решена за счет применения промышленных методов строительства и использования блочных обезвоживающих и обессоливающих аппаратов различных типов. Однако удельные капиталовложения и себестоимость подготовки нефти при этом остаются довольно высокими. В табл. 36 приведены

Таблица 36

Тип установки	Производительность, млн. т/год	Стоимость строительства, тыс. руб.	Удельные капиталовложения, коп.	Количество обслуживаемого персонала	Себестоимость продукции, коп.	Источник
Обезвоживание						
ТХУ обычного типа	2,0	535,0	27,0	25	17,0	Башнефтепроект, отчет № 6293
Вертикальные деэмульсаторы	1,4	468,3	33,0	18	16,0	То же
Горизонтальные деэмульсаторы	2,0	495,1	25,0	25	16,0	»
Совмещенный обезвоживающий комплекс	2,0	87,7	8,4	4	4,7	ТатНИПИнефть, отчет № 20/70
Обессоливание						
Горкинская УКПН	6,6	10000,0	151,5	197	37,16	Проект института Татнефтепроект
Совмещенный обезвоживающий и обессоливающий комплекс	2,0	302,2	15,1	4	8,6	ТатНИПИнефть, отчет № 20/70

данные об удельных капиталовложениях при использовании в подготовке нефти установок различных типов. Как видно, применение как горизонтальных, так и вертикальных деэмульсаторов практически не изменяет удельных капитальных затрат. Удельные капиталовложения на обезвоживающих ТХУ обычного типа такого же порядка (27 коп). Вообще же удельные капиталовложения при строительстве термохимических установок в различных районах различны.

Ускоренное строительство мощностей подготовки нефти за счет применения деэмульсаторов и сокращение разрыва между объемом добываемой нефти и мощностями для ее подготовки одновременно означает и ускорение освоения огромных средств, которые при снижении уровня добычи нефти на месторождениях рано или поздно окажутся законсервированными. Главная же задача при решении проблемы подготовки нефти состоит в том, чтобы свести эти капиталовложения к минимуму, определяемому стоимостью лишь дополнительного оборудования, работающего в едином комплексе с промышленными системами сбора. С помощью деэмульсаторов (табл. 36) эта задача при современном уровне развития техники не решается, а государство в целом вынуждено нести большие непроизводительные затраты, которые в данном случае частично переложены на машиностроительные заводы.

В настоящее время мы не можем признать перспективным решение проблемы подготовки нефти за счет применения деэмульсаторов в силу порочности основных технологических идей, положенных в основу их конструкций. Кроме того, изготовленные даже в заводских условиях и установленные на крупных узлах подготовки нефти длинные ряды деэмульсаторов создают громоздкие комплексы, требующие квалифицированного обслуживания, больших контингентов технического персонала, создания цехов по подготовке нефти и других вспомогательных служб, что в конечном счете приводит к высокой себестоимости подготовки нефти. Так, из табл. 36 видно, что себестоимость подготовки нефти (по данным института «Башнеф-тепроект») как на вертикальных, так и горизонтальных деэмульсаторах составляет 16 коп. Возможно, что в отдельных случаях она будет ниже. Поэтому, несмотря на конструктивное совершенство самих аппаратов, их применение не позволяет решить основную задачу по резкому снижению затрат на подготовку нефти по указанным выше причинам.

Резкое снижение капитальных затрат и себестоимости подготовки нефти возможно путем разумного рассредоточения технологических операций по пути ее движения и осуществления этих процессов, за небольшими исключениями, в оборудовании промышленных систем сбора, обслуживаемых персоналом, занятым в добыче нефти. В этом случае установка по подготовке нефти как самостоятельный объект обслуживания исчезает, а дополнительные затраты на недостающее оборудование оказываются незначительными.

Решение вопроса обезвоживания нефти по совмещенной схеме

вместе с горячей сепарацией, чего не достигалось на установках других рассмотренных типов, требует значительно меньших, по сравнению с другими случаями, капитальных затрат (8,4 коп.). Это и является одной из причин широкого применения совмещенных схем в том или другом варианте на многих промыслах страны. Весьма эффективно решается при этом и вопрос обессоливания.

Из табл. 36 видно, что удельные капитальные вложения по Горкинской УКПН (Татария), построенной по типовому проекту, составляют 151,5 коп., а себестоимость подготовки нефти в целом достигает 37,16 коп. Расчеты показывают, что осуществление совмещенного варианта потребует капитальных вложений в 10 раз меньше, чем в предыдущем случае (15,1 коп.), а себестоимость обессоливания и горячей сепарации будет в 4,3 раза меньше.

Институтом ТатНИПИнефть разработаны несколько вариантов встроенных обезвоживающих и обессоливающих комплексов, которые предусматривают эффективное использование в технологических целях как существующих систем сбора и транспорта нефти, так и другого оборудования. Не являясь самостоятельными объектами, они просты в исполнении и обслуживаются персоналом, обеспечивающим нормальную работу групповых установок узлов сепарации и товарных парков. В технологическую цепочку включается, как правило, лишь такое оборудование, которое необходимо для осуществления добычи и транспорта нефти практически на всех стадиях разработки нефтяных месторождений. На рис. 51 представлен один из вариантов технологической схемы обезвоживания и обессоливания нефти совмещенным методом в герметизированном исполнении [106]. Схема рассчитана на окончание технологического цикла на данном узле без введения нефти в резервуары открытого типа. Производительность комплекса 2 млн. т/год. В расчетах принималось: обводненность сырья 30%; температура нагрева 40° С; остаточное содержание воды в готовой нефти не более 1% (при обезвоживании).

По этой схеме водонефтяная эмульсия от скважин 1 поступает на групповые установки типа «Спутник» 2, где замеряется количество жидкости. Отбор газа не осуществляется. Для вовлечения в технологическую схему промысловых трубопроводов 4 и совмещения процессов разрушения эмульсии с ее транспортом на ГУ в поток нефти с помощью дозирующего устройства 3 вводится реагент-деэмульгатор, содержащий ингибитор коррозии 20 г/т. Разрушенная эмульсия поступает в трехфазный сепаратор 5 I ступени, где осуществляется отбор газа I ступени и сброс дренажной воды. На этом узле замеряется количество сырой нефти. Из сепаратора дренажная вода поступает на доочистку (узел: каплеобразователь и укрупнитель шлама на линии пластовой воды 15, булит 21, резервуар 22), а нефть с оставшейся в ней водой через холодильник для газа — в подогреватель 6. Подогретая в нем до 40° С эмульсия поступает в трубопровод-каплеобразователь 7, где осуществляется процесс коалесценции глобул и на конечных его участках — расслоение потока на свободную воду и нефть с расчетным содержанием воды. Из каплеобразова-

теля поток направляется на концевую трапную установку 8, где под давлением 1 кгс/см² (абс) осуществляется горячая сепарация. Обезвоженная нефть с заданной упругостью паров, исключая потери

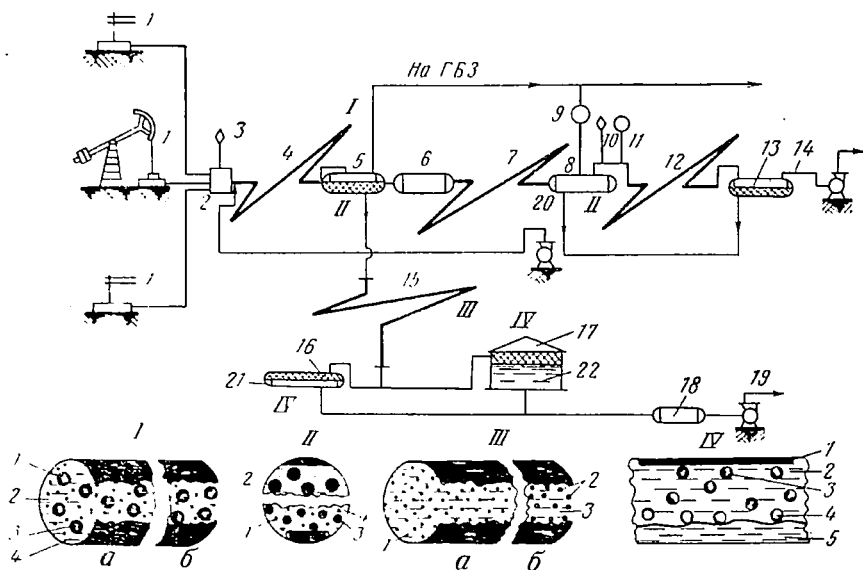


Рис. 51. Вариант совмещенной технологической схемы подготовки нефти, очистки сточных вод и горячей сепарации газа в интервале скважина — промышленный товарный парк.

1 — скважины; 2 — групповые блочные замерные установки; 3 — дозатор реагента; 4 — сборный трубопровод-каплеобразователь; 5 — блок сепарации трехфазный I ступени; 6 — путь подогреватель; 7 — встроенный трубопровод-каплеобразователь (горячий); 8 — трехфазный сепаратор II ступени; 9 — насос-компрессор; 10 — дозатор реагента при обессоливания; 11 — насос для подачи пресной воды; 12 — трубопровод-каплеобразователь на ступени обессоливания; 13 — буллит-отстойник (технологические резервуары для обезвоживания и обессоливания); 14 — насос; 15 — кашлеобразователь и укрупнитель шлама на линии пластовой воды; 16 — герметичный жидкостный гидрофобный фильтр; 17 — полугерметичный жидкостный гидрофобный фильтр; 18 — промежуточная емкость; 19 — насос; 20 — дренажная линия; 21 — буллит; 22 — резервуар; Узлы: I — совмещение процессов деэмульсации и очистки капель пластовой воды в трубопроводе-каплеобразователе: а, б — состояние капель в начале и конце трубопровода соответственно; 1 — капли дренажной воды; 2 — капли эмульсии; 3 — пленка нефти; 4 — нефть;

II — совмещение деэмульсации нефти и очистки сточных вод методом жидкостной флотации: 1 — флотлируемые капли нефти; 2 — укрупнившиеся капли нефти; 3 — флотлирующие капли нефти; 4 — дренажная вода.

III — укрупнение кашель и частиц шлама в трубопроводе-укрупнителе на линии дренажной воды: а, б — в начале и конце трубопровода соответственно; 1 — мелкие частицы; 2 — укрупнившиеся частицы; 3 — дренажная вода. IV — очистка дренажной воды в гидрофобном жидкостном фильтре (нефть); 1 — распределитель; 2 — нефть; 3 — очищаемые капли дренажной воды; 4 — очищенные капли; 5 — чистая дренажная вода.

легких фракций, откачивается на внешний транспорт. Газ из КГУ отбирается насосом-компрессором 9, где выпадает конденсат, который поступает на прием нефтяного насоса. Отсепарированный газ направляется на ГБЗ.

Горячая дренажная вода в количестве 20—30% объема нефти из КГУ водяным насосом подается в поток эмульсии перед трехфазным сепаратором I ступени 5. При обессоливании по совмещенной

схеме в обезвоженную нефть на выходе из емкости 8 с помощью насосов 10, 11 подаются промывочная (пресная) вода и реагент с ингибитором коррозии. С целью качественного обессоливания вся продукция подается в трубопровод-каплеобразователь 12, в котором осуществляется отмывка солей и расслоение потока. Отделившаяся вода может быть сброшена непосредственно из каплеобразователя, а также и из буферной емкости 13. Обезвоженная и обессоленная нефть насосом 14 через установку типа «Рубин» перекачивается на ГС. Остаточное содержание воды в готовой нефти не более 0,2% и солей около 40 мг/л.

Установка типа «Рубин» применяется для учета количества готовой нефти и возврата некондиционной нефти на переработку при отсутствии возможности сброса дренажных вод на головных сооружениях. Для учета количества воды, сбрасываемой из трехфазного сепаратора I ступени, а также поступающих перед ним в поток сырья возвратных дренажных вод и подаваемой на промывку пресной воды применяются счетчики типа ВВ. Дренажная вода после доочистки в гидрофобных фильтрах 16, 17 из буферной емкости 18 откачивается насосом 19 для использования в системе поддержания пластового давления.

Таким образом, применение совмещенных схем подготовки нефти в герметизированном варианте позволяет резко сократить капиталовложения, уменьшить объем строительного-монтажных работ.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ
ДЕЙСТВУЮЩИХ УСТАНОВОК§ 1. РАЗРУШЕНИЕ ЭМУЛЬСИИ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ
ОБОРУДОВАНИИ

Вопрос о характере разрушения эмульсии в различных узлах технологического оборудования действующих установок по подготовке нефти является одним из наиболее важных, но не нашедших до настоящего времени достаточного освещения в специальной литературе. С целью восполнения этого пробела на Кама-Исмагиловской установке, а также на других объектах были проведены такие исследования с применением микрокиносъемки (рис. 52). Исследованию подвергались пробы эмульсии, отобранные в различных точках по пути ее движения. Одновременно оценивалась целесообразность дополнительной турбулизации потока. Время турбулизации эмульсии 3 мин, скорость вращения вала лабораторной мешалки 40 и 100 об/мин, температура водяной бани 60° С. Данные о скорости отделения воды от нефти и глубине этого процесса представлены в табл. 37. Так как по мере продвижения эмульсии от сырьевого насоса до отстойной аппаратуры стойкость ее снижается, это позволяет рассматривать в качестве дегидрирующей аппаратуры весь комплекс устройств и оборудования по пути ее следования, включая насосы, трубопроводы и теплообменники. Ниже рассмотрим влияние этих элементов технологической схемы на глубину разрушения эмульсии несколько подробнее.

Сырьевые насосы

Пробы обработанной реагентом эмульсии, отобранные на приеме и выкиде сырьевого насоса, выделили при отстое различное количество пластовой воды. Причем эмульсия с только что введенным в нее реагентом на приеме сырьевого насоса оказалась более стойкой, чем отобранная на его выкиде и подвергавшаяся дополнительной турбулизации. Это объясняется диспергированием эмульсии в рабочих каналах колес и направляющих аппаратов, деформацией и разрушением бронирующих оболочек на каплях пластовой воды при их дроблении под воздействием центробежных сил и турбулентных пульсаций, которые могут быть весьма значительными. Так, известно, что скорость потока жидкости в рабочих каналах колес центробежных насосов большой производительности может достигать 27 м/с, а числа Рейнольдса — 100 000.

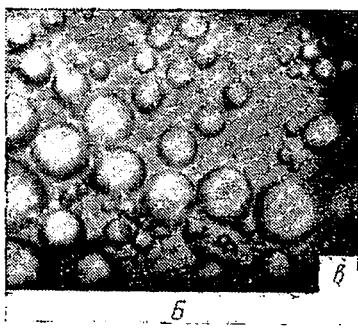
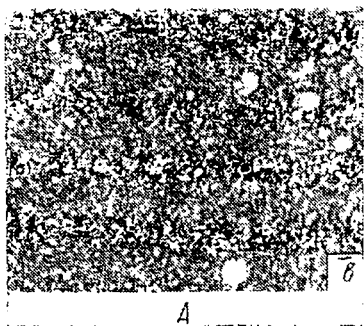
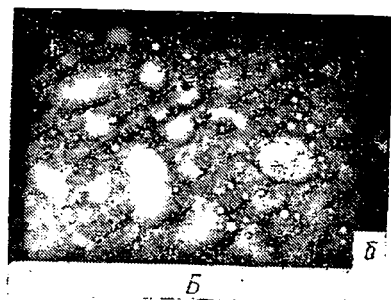
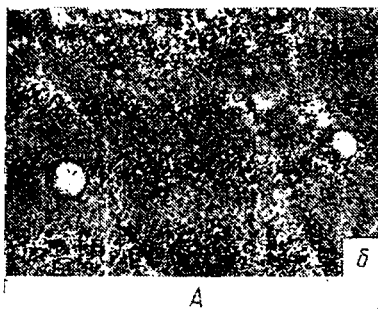
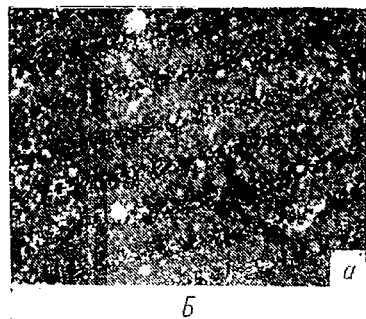
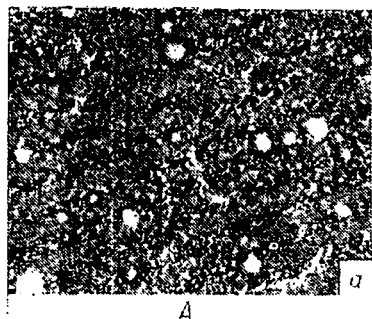


Рис. 52. Разрушение эмульсии и укрупнение капель при движении по коммункациям Кама-Исмагиловской (а), Миннибаевской УРПН (б) и Тукманской ТХУ (в)

А — после сырьевых насосов; Б — перед отстоем.

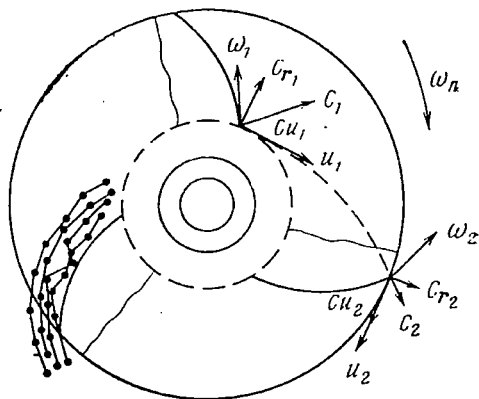
Место отбора проб	Время пере- шивания, мин	Скорость враще- ния вала мешалки, об/мин	Содер- шие воды в нефти, %	Содержание остаточной воды в нефти (%) при времени отстоя, мин							
				15	30	45	60	75	90	105	120
Прием насоса	0	0	21,3	17,3	15,3	14,8	14,6	13,8	12,8	9,8	8,8
	3	40	20,9	17,9	16,9	16,4	15,7	14,4	13,9	13,2	12,4
	3	100	22,8	17,1	15,3	15,3	11,1	8,6	4,8	2,3	1,8
Выкид насоса	—	—	23,3	13,6	8,3	7,8	7,6	7,3	7,1	6,8	6,8
	3	40	19,2	7,2	6,7	6,7	6,7	6,7	6,5	6,2	6,0
	3	100	19,9	7,9	7,7	7,4	7,4	6,9	6,7	6,7	6,4
После теплообмен- ников, на входе в распределительное устройство	—	—	20,6	16,8	13,7	2,3	2,0	1,3	1,0	0,6	0,6
	3	100	23,8	20,5	17,1	6,0	4,8	4,3	3,8	3,6	0,8
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Первая группа от- стойников	—	—	24,0	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
	3	40	16,7	1,0	1,0	1,0	0,6	0,6	0,3	0,3	0,0
	3	40	28,63	11,4	8,6	5,2	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Вторая группа от- стойников	—	—	25,73	0,5	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	3	40	16,3	2,0	1,8	1,8	1,8	1,4	1,4	1,4	1,4
	3	40	14,93	0,43	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
—	—	—	17,0	2,7	1,7	1,3	0,9	0,9	0,9	0,6	0,6
	3	40	18,43	1,63	0,83	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	3	40	35,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,03	0,03	0,03	0,03
—	—	—	27,33	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8

Механизм взаимодействия капель воды со стенками проточных каналов насосов и друг с другом в целом является общим с механизмом взаимодействия в трубах, однако он осложнен действием центробежных сил [77]. Относительная скорость частиц увеличивается по мере продвижения их к наружному диаметру колеса ($u_1 < u_2$), чем и объясняется более интенсивный износ выходных элементов лопастей. Поэтому именно здесь давление лопаток на глобулы пластовой воды имеет наибольшее значение, обуславливающее наибольшую деформацию и разрушение бронирующих оболочек (рис. 53).

Поведение мелких и крупных капель в рабочих каналах различно. Угол выхода из колеса мелких глобул практически в 3 раза меньше, чем крупных. Примерно такое же явление отмечается и при движении дисперсных систем в трубах. Крупные капли эмульсии при больших скоростях потока увлекаются к его центру. Со стенками труб

Рис. 53. Схема колеса центробежного насоса, векторы скоростей и траектории глобул воды в проточных каналах.

ω_n — угловая скорость; $C_{1,2}$ — абсолютная скорость каплей; C_r — радиальная составляющая скорости; u — окружная скорость; C_u — скорость закручивания (1—2 — первоначальное и конечное положения).



контактирует в основном тонкодисперсная часть эмульсии, что и обуславливает эффективное ее разрушение. Таким образом, при деэмульсации стойких эмульсий насос выполняет полезные технологические функции.

Остаточное содержание воды в нефти, отобранной на приеме насоса и не подвергавшейся дополнительной турбулизации, составило 8,8%, а в пробе, отобранной на выкиде, — 6,8%. Следует обратить внимание и на то, что глубина обезвоживания достигнута в первом случае при двухчасовом отстое, а во втором за 30 мин, т. е. в 4 раза быстрее. Перемешивание эмульсии мешалкой в течение 3 мин при скорости вращения вала 40 об/мин к повышению глубины обезвоживания не привело. Более того, остаточное содержание воды в нефти оказалось 12,4%. Это объясняется тем, что при принятых параметрах турбулизации не обеспечивается ни дробление капель и разрушение в связи с этим их бронирующих оболочек, ни их коалесценция.

Другие результаты были получены при интенсивности турбулизации нефти с параметрами Рейнольдса в три раза выше критических значений (1000 об/мин). В этом случае интенсивность отделения воды от нефти резко возросла: через 2 ч отстоя остаточное содержа-

ние воды составило 1,8%. Следовательно, перед направлением потока на отстой необходима интенсивная его турбулизация и укрупнение капель.

Анализ проб нефти, отобранных после сырьевого насоса, позволяет заключить следующее. Уровень турбулизации и, следовательно, диспергирование эмульсии оказались чрезмерно высокими. Поэтому дополнительная турбулизация проб на разных уровнях к изменению глубины обезвоживания практически не привела и во всех случаях остаточное содержание воды в нефти оставалось около 6%. И все это имело место на фоне явно недостаточно эффективного массообмена между каплями раствора реагента и глобулами пластовой воды. Об этом свидетельствуют быстрое отделение части глобул пластовой воды, участвовавшей в массообмене (42—48% общего количества воды в течение первых же 15 мин отстоя), и высокое остаточное содержание воды в нефти по окончании отстоя (6,8%).

Дополнительная турбулизация проб нефти при более низких параметрах (вращении вала мешалки со скоростью 40 и 100 об/мин) улучшила массообмен и повысила глубину отделения воды от нефти за 15 мин отстоя до 61—64% от ее общего количества, содержавшейся в нефти, и до 92% от количества выделившейся воды.

Таким образом, действие насоса на эмульсии сравнимо с результатами работы таких аппаратов, как смесители и массообменные устройства, обеспечивающие разрушение бронирующих оболочек на каплях пластовой воды при их диспергировании в присутствии реагентов-деэмульгаторов.

Эффективность перемешивания, определяющая качество этого процесса, зависит от большого числа факторов. При смешивании эмульсии эффективность перемешивания характеризуется равномерностью распределения дисперсной фазы и размером капель. Для случая мешалки в сосуде без отражательных перегородок число оборотов n_0 , обеспечивающее эффективное смешение, определяется через число Рейнольдса

$$Re = CGa^{0,01} \left(\frac{d\rho\sigma}{\mu^2} \right)^{0,47} \left(\frac{\Delta\rho}{\rho} \right)^{0,13}$$

где μ — вязкость дисперсионной фазы; ρ — плотность дисперсионной среды; $\Delta\rho$ — разность плотностей фаз; σ — граничное натяжение; Ga — критерий Галилея; d — диаметр аппарата. Зная Re , можно найти n_0 по выражению [9]

$$n_0 = \frac{Re \mu}{d^2 \rho}$$

Из уравнений видно, что требуемое Re , а следовательно, и n_0 будут тем меньше, чем меньше значение σ . Величина граничного натяжения капля реагента — нефть всегда меньше, чем нефть — пластовая вода, поэтому раствор реагента будет диспергирован в большей мере, чем глобулы воды. Расчеты показали, что для эффективного смешения и диспергирования капель эмульсии скорость

вращения колеса смешивающего устройства не должна превышать 500 об/мин. В действительности скорость вращения колес сырьевых насосов типа 8НД-10×5 достигает 2950 об/мин. Это обуславливает высокие скорости жидкости в проточных каплях колес и излишнее диспергирование глобул пластовой воды. Незавершенность процессов массообмена в насосах объясняется незначительностью времени турбулизации в нем эмульсии.

Степень смешения эмульсии с реагентом в любом устройстве, в том числе и в насосе, может быть вычислена по выражению [9]

$$P = 1 - [e^{-kS_p(1-e^{-tc})}]^{V/V_0},$$

где P — вероятность попадания капель реагента в элементарный объем эмульсии; k — коэффициент пропорциональности; S_p — максимально возможная поверхность при смешении; t — время смешения; c — опытный коэффициент; V_0 — общий объем отобранной пробы; V — объем образцов, содержащих реагент. Решая уравнение относительно t , можно найти необходимое время смешения, обеспечивающее заданное распределение капель реагента среди глобул пластовой воды. Это время исчисляется десятками секунд и даже минутами. Время же пребывания эмульсии в насосе ничтожно. Поэтому насос, выполняя в какой-то мере функции смесителя, не может быть отнесен к идеальным аппаратам этого типа. Более активную роль он выполняет в качестве диспергатора эмульсии, обеспечивающего разрушение бронирующих оболочек. Исследования показали, что при прохождении через центробежный насос дисперсность эмульсии существенно возрастает: средневзвешенный диаметр глобул пластовой воды на выходе из насоса при перекачке тонкодисперсной эмульсии (средний диаметр капель 8,7 мк) составил 7,7 мк. Это эквивалентно дроблению на две капли около половины всех входящих в насос капель. Вместе с тем другая половина капель диспергирована не была, что и обусловило недостаточно глубокое разрушение эмульсии в последующем.

Коммуникационные трубопроводы

Процесс разрушения эмульсии после введения реагента продолжается на всем пути ее движения.

В ряде работ [22—24, 88] нами уже отмечалось, что коммуникационные трубопроводы на установках подготовки нефти могут выполнять технологические функции и к их расчету следует подходить в первую очередь именно с этих позиций. Наряду с транспортированием на установке из одного аппарата в другой движущаяся в трубопроводах эмульсия подвергается глубокому разрушению за счет процессов последовательных дроблений и слияний капель различного качества друг с другом с общим сдвигом процесса в сторону укрупнения капель и проявлением тенденций к расслоению потока на нефть и воду.

Но в настоящее время при строительстве установок подготовки нефти на различных промыслах страны диаметр и длина коммуникационных трубопроводов от сырьевых насосов до отстойной аппаратуры, а также режим движения нефти по ним с технологической точки зрения не рассчитываются. Не учитывается и влияние этих участков коммуникаций на аппаратное оформление установок. Поэтому роль горячих участков трубопроводов в технологии подготовки нефти оставалась практически неизвестной.

Для правильной оценки роли коммуникационных трубопроводов в технологии подготовки нефти необходимо иметь представления о глубине разрушения эмульсии на этих участках и оптимальных гидродинамических параметрах процесса. Довольно эффективно разрушение бронирующих оболочек на каплях пластовой воды (а при благоприятных режимных условиях — укрупнение капель и расслоение потока) происходит в коммуникационных трубопроводах установок, изобилующих различными поворотами и снабженных различной запорной и регулирующей аппаратурой. Поскольку общие закономерности разрушения эмульсий в линейной части коммуникаций и в трубопроводах аналогичны, остановимся лишь на роли в этих процессах местных сопротивлений (задвигки, клапаны, изгибы на 180° и т. д.) В самом общем случае разница в механизме воздействия стенок этих элементов на капли пластовой эмульсии, в отличие от движения по прямолинейным участкам, состоит в том, что для значительного числа капель в этом случае гарантируется жесткий контакт со стенкой, длительность которого может быть несколько больше, чем при косом ударе. Сила же прижатия капель к поверхности будет эквивалентна силе давления струи на стенку.

О давлении капель на преграду в случае натекания струи на плоскую стенку можно судить по уравнению [20]

$$p_1 = \rho Q u,$$

а при повороте струи на 180° по уравнению

$$p_2 = 2\rho Q u.$$

В формулах: ρ — плотность; Q — расход; u — скорость потока.

При повороте потока на 180° давление капель о стенки в два раза выше, чем при натекании на плоскую преграду. Сближение капель со стенками аппаратов и устройств, поверхность которых гидрофильна, как уже отмечалось, в большом числе случаев заканчивается разрушением капель и переходом их в состав подвижной водной пленки, периодически срываемой потоком и возвращаемой в объем нефти в виде насыщенного реагентом раствором, предотвращающего возможность образования прочной бронирующей оболочки. Причем, чем больше расход и скорость потока, тем такое разрушение будет более эффективным. Следовательно, коммуникации установок по подготовке нефти, запорная и иная арматура играют существенную роль в разрушении эмульсии перед ее поступлением в водо-

отделители. Особенно эффективны устройства, обеспечивающие поворот струи на 180° , чем и необходимо воспользоваться на практике. Устройства могут быть выполнены в виде змеевиков, собранных из колен труб или иметь другую конструкцию.

Теплообменники

Теплообменные аппараты кроме прямых функций выполняют и другие весьма важные технологические операции, например по разрушению эмульсии. Но, к сожалению, при проектировании установок это не учитывается. Разрушению эмульсии в этих аппаратах способствуют две причины. Во-первых, общий уровень турбулентности потока в них намного выше, чем в трубопроводах, подводящих к ним нефть: число Рейнольдса в трубопроводе на выкиде из насоса составляет около 21 000, а на выходе из теплообменной аппаратуры вследствие снижения вязкости при разогреве нефти 37 000. Во-вторых, за счет снижения скорости потока в теплообменниках, по сравнению с подводящими трубопроводами, значительно возрастают критические размеры капель, существование которых возможно при данном гидродинамическом режиме движения жидкости (возрастании турбулентности потока в этом интервале, обеспечивающей высокую частоту, интенсивное соударение капель и лучшие гидродинамические условия для их коалесценции).

В значительной мере глубина разрушения эмульсии повышается благодаря активному влиянию на эти процессы большой поверхности теплообменной аппаратуры, соприкасающейся с потоком. Это и объясняет высокую скорость расслоения эмульсии, отобранной после теплообменников.

На коротких участках коммуникаций от теплообменников до трубопроводов, разводящих нефть к отстойной аппаратуре, проявляются тенденции к дроблению уже укрупнившихся в теплообменниках капель. Это снижает возможность быстрого разделения эмульсии на нефть и воду, а также, улучшает процессы массообмена и повышает глубину обезвоживания нефти при достаточно длительном отстаивании. Так, остаточное содержание воды в пробе нефти после 105 мин отстоя достигло минимума и составило 0,6%. Основное же количество воды (89%) отделилось от нефти уже через 45 мин отстоя (см. табл. 16). Отсюда становится понятной бесполезность и даже некоторая вредность дополнительного диспергирования эмульсии на входе в отстойники.

Трубопроводы-каплеобразователи

Первые целенаправленные исследования показали [61, 82], что при удлинении коммуникаций и правильном выборе их диаметра используемые трубопроводы способны выполнять функции каплеобразователей — аппаратов, в которых происходит укрупнение капель пластовой воды и даже расслоение потока на нефть и воду перед его поступлением в отстойную аппаратуру. Это резко сокра-

щает необходимое время пребывания нефти в отстойной аппаратуре, улучшает ее качество, повышает производительность отдельного блока или установки в целом. Поэтому правильный выбор параметров режима движения по коммуникациям установки обработанной реагентом и подогретой эмульсии имеет большое значение. Механизм укрупнения дисперсной фазы в процессе коалесценции капель, сталкивающихся под воздействием турбулентных пульсаций, аналогичен механизму коагуляции коллоидных суспензий под влиянием броуновского движения. Для частоты столкновений дисперсных частиц в единицу времени ν Смолуховским было получено выражение

$$\nu = 4\pi d D_{бр} n,$$

где d — диаметр частицы; n — количество частиц в единице объема; $D_{бр}$ — коэффициент броуновской диффузии.

Формула пригодна для оценки частоты столкновений капель воды в турбулентном потоке нефти, если вместо коэффициента броуновской диффузии $D_{бр}$ ввести коэффициент турбулентной диффузии $D_{турб}$. Значение коэффициента турбулентной диффузии определяется

$$D_{турб} = l \sqrt{(\bar{v}')^2},$$

где l — характерная длина турбулентного потока; $(\bar{v}')^2$ — осредненный квадрат турбулентных пульсаций.

При движении эмульсии по трубопроводу принимают $l = \frac{D}{60}$, где D — диаметр трубопровода. Осредненный квадрат турбулентных пульсаций аппроксимируют скоростью трения

$$(\bar{v}')^2 = u = \frac{0,2u_0}{\sqrt[3]{\text{Re}}},$$

где u_0 — средняя скорость потока.

Тогда коэффициент турбулентной диффузии в трубопроводе может быть записан следующим образом:

$$D_{турб} = \frac{0,0033 D u_0}{\sqrt[3]{\text{Re}}}.$$

Однако частота столкновений ν не характеризует коалесценцию капель воды в потоке нефти, так как не все столкновения их заканчиваются слиянием. Частоту актов слияния ν_k принято записывать так:

$$\nu_k = k\nu,$$

где k — коэффициент эффективности столкновений, характеризующий относительное число столкновений, закончившихся коалесценцией.

Математическая модель процесса коалесценции капель пластовой воды в турбулентном потоке нефти подобна модели, используемой Смолуховским для описания коагуляции дисперсных систем.

Смолюховским было получено приближенное решение, которое выражает изменение количества частиц n_i диаметром d_i с течением времени t :

$$\frac{n_i}{n} \cdot \frac{x^{i-1}}{1+x^{i+1}}; \quad x = 4\pi D_{\text{турб}} d_1 n_1 t,$$

где n_1 — количество исходных частиц; d_1 — диаметр исходных частиц; x — безразмерное время коагуляции.

Приближенность решения уравнения обусловлена предположением о монодисперсности исходной суспензии, характеризующейся диаметром частиц d_1 . Однако экспериментальная проверка показала его приемлемость и для полидисперсных эмульсий.

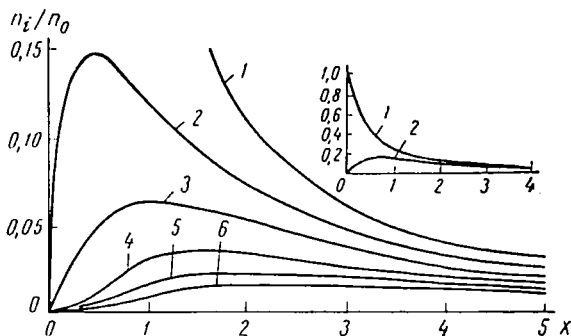


Рис. 54. Зависимость относительного количества n_i/n_0 капель диаметром d_i от безразмерного времени коагуляции x .

1 — для исходных капель диаметром d_1 ; 2—6 — для вновь образовавшихся капель диаметром d_2, d_3, d_4, d_5, d_6 соответственно.

На рис. 54 представлена зависимость относительного количества частиц диаметром d_i от безразмерного времени коагуляции для $i = 1, 2, 3, 4, 5, 6$ (где $i = 1$ — номер исходной частицы, $i = 2, 3$ и т. д. — номера частиц, образованных двойным, тройным и т. д. слиянием исходных частиц).

Характер кривых позволяет записать систему дифференциальных уравнений в удобном виде. Исходя из преобладающего количества капель исходного размера в начальный период времени и капель, образованных попарным их слиянием (см. кривые 1 и 2), можно полагать, что коагуляция осуществляется в следующей последовательности: первоначально капли воды n_1 диаметром d_1 под воздействием турбулентных пульсаций сливаются в $n_2 = \frac{n_1}{2}$ капель диаметром $d_1 \sqrt[3]{2}$, затем n_2 капель сливаются в $n_3 = \frac{n_2}{2}$ капель диаметром $d_1 \sqrt[3]{4}$ и так далее. Тот факт, что капли диаметром d_1 могут сливаться с каплями диаметром $d_1 \sqrt[3]{2}$ сразу же после их образования, а также, что капли диаметром $d_1 \sqrt[3]{2}$ могут сливаться сами

с собой одновременно с коалесценцией капель диаметром d_1 , учитывается коэффициентом α . Значение коэффициента определяется величиной меньше единицы, что свидетельствует об уменьшении времени, необходимого для слияния n_1 капель диаметром d_1 в n_2 капель диаметром $d_1 \sqrt[3]{2}$ и т. д.

Физический смысл коэффициента α заключается в допущении начала попарного слияния капель диаметром $d_1 \sqrt[3]{2}$ после образования их в количестве $n_2 = \alpha n_1$, а не $n_2 = \frac{n_1}{2}$, где $1 \leq \alpha > 0$, что компенсирует пренебрежение частичной одновременностью этих процессов. Величина α определяется экспериментально. Система уравнений, описывающая образование капель диаметром $d_1 \sqrt[3]{2}$ в процессе попарного слияния n_1 исходных капель диаметром d_1 , имеет вид:

$$\begin{cases} \frac{dn_1}{dt} = -\nu k n_1 = -4\pi d k \frac{0,0033 D u_0}{\sqrt[8]{\text{Re}}} n_1^2; \\ \frac{dn_2}{dt} = \frac{1}{2} \nu k n_1 = 2\pi d k \frac{0,0033 D u_0}{\sqrt[8]{\text{Re}}} n_1^2. \end{cases}$$

В начальный момент времени $t = 0$ количество капель

$$n_1 = n_0, \quad n_2 = 0.$$

Интегрирование дает следующее выражение для значения n_2 — количества капель диаметром $d_1 \sqrt[3]{2}$ и уменьшения n_0 — количества исходных капель:

$$n_1 = \frac{n_0}{1 + k 4\pi d n_0 D_{\text{турб}} t},$$

$$n_2 = \frac{n_0}{2} \left(1 - \frac{1}{1 + k 4\pi d n_0 D_{\text{турб}} t} \right).$$

При достаточно больших значениях времени t из формулы вытекает, что $n_2 = 0$ и $n_1 = n_0/2$.

Исходная относительная обводненность эмульсии W_1 через капли размером d_1 , выражается соотношением

$$W_1 = n_1 \frac{\pi d_1^3}{6};$$

$$\begin{cases} W_1 = \frac{W_0}{1 + k \frac{24 W_0}{d^2} D_{\text{турб}} t}, \\ W_2 = W_0 \left(1 - \frac{1}{1 + k \frac{24 W_0}{d^2} D_{\text{турб}} t} \right), \end{cases}$$

где W_1, W_2 — обводненность, представленная каплями диаметром d_1 и d_2 .

На рис. 55, а представлены кривые изменения обводненности эмульсии в зависимости от времени движения в турбулентном режиме, характеризующемся $Re = 10\,000$, при различных диаметрах капель. Исходная обводненность $W_0 = 0,1$; $k = 0,0001$; $\nu = 0,1$; $D = 20$ см.

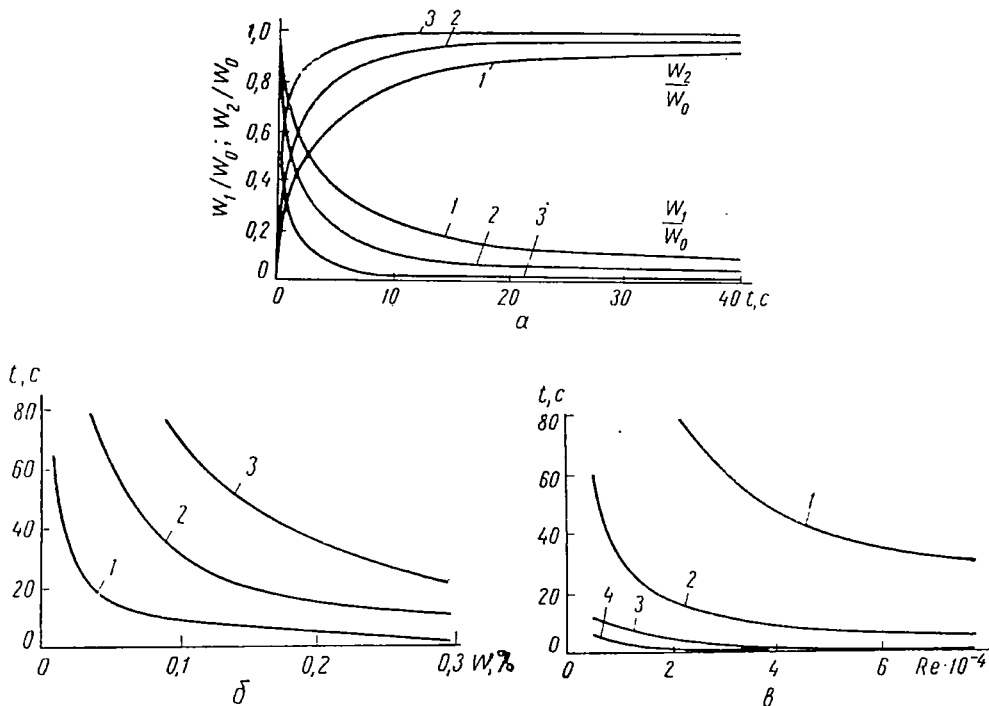


Рис. 55. Изменение относительной обводненности $\frac{W_1}{W_0}$, $\frac{W_2}{W_0}$ и времени укрупнения капель до заданного уровня (укрупнено 99,9% всех капель) от различных параметров:

а — для капель диаметром d , и d , при попарном слиянии (1—3 соответственно размеры 300, 200, 100 мк); б — для капель диаметром 50, 100 и 150 мк (соответственно 1—3); в — от числа Рейнольдса; 1—4 — для коэффициента эффективности столкновений соответственно 0,0002; 0,001; 0,005; 0,01.

Характер кривых свидетельствует о преобладающем влиянии на скорость укрупнения капель концентрации дисперсной фазы. С течением времени количество слияний капель резко убывает, так как уменьшается число исходных капель. Например, кривая 3 рис. 55, а показывает, что укрупнение 90% дисперсной фазы осуществляется за 3 с, на укрупнение 99% водной фазы потребуется 32 с, т. е. в 10 раз больше времени. Отсюда понятны трудности обезвоживания малообводненных эмульсий, а также причины затухания скорости отделения воды от нефти с течением времени при деэмульсации высокообводненных нефтей.

Снижение скорости укрупнения с увеличением размера капель при фиксированном объеме диспергированной фазы также объясняется снижением общего количества капель, так как диаметр капель растет лишь в степени $1/3$ по отношению к уменьшению их числа. Расстояние между каплями резко увеличивается, что снижает вероятность их столкновений, укрупнения и осаждения на дно аппаратов (рис. 55, б).

Кривые построены для капель исходного диаметра 50, 100 и 150 мк. Турбулентность потока характеризуется числом Рейнольдса 10 000; диаметр трубы 20 см, вязкость нефти 10 сП, величина коэффициента эффективности столкновений $k = 0,001$.

Возможно рассчитать время, необходимое для укрупнения капель до заданного предела. Так как процесс укрупнения мелких капель до размеров, обеспечивающих быстрое осаждение, требует многократного их слияния, это предполагает задалживание большего времени, которое пропорционально квадрату увеличения диаметра. Из рис. 55, б видно, что если для слияния 99,9% капель диаметром 50 мк обводненностью 10% эмульсии необходимо 8 с, то аналогичная операция для капель диаметром 100 мк потребует уже 32 с, т. е. наиболее эффективным укрупнение является для мелкодисперсных эмульсий (предполагается, что процесс осуществляется идеально).

Кривые, представленные на рис. 55, в, указывают на характер связи между временем, необходимым для слияния 99,9% капель, с уровнем турбулентности в трубопроводе. Из данных рисунков видно, что с увеличением числа Рейнольдса время, необходимое для коалесценции капель, уменьшается. Однако с ростом Re уменьшается также и темп этой зависимости.

При этом следует учитывать и тот факт, что скорость укрупнения капель в значительной степени определяется коэффициентом эффективности столкновений (кривые 1, 2, 3, 4 построены для $k = 0,01; 0,005, 0,0001, 0,0002$), косвенная связь которого с числом Рейнольдса через турбулентные пульсации скорости определяется выражением

$$k = \exp(-3u^{*2}/4\bar{u}^{*2}),$$

где u^* — величина скорости столкновений капель, при которой происходит слияние.

С ростом турбулентных пульсаций скорости, т. е. с ростом числа Рейнольдса, коэффициент эффективности столкновений возрастает. Поэтому следует ожидать, что кривые на рис. 55, в в области больших чисел Рейнольдса сместятся к оси абсцисс.

При укрупнении мелкодисперсной водонефтяной эмульсии происходит многократное слияние капель исходного диаметра d_1 . Так как при слиянии одинаковых капель диаметр их увеличивается в $\sqrt[3]{2}$ раза, после повторения этой операции три раза диаметр капель возрастает до $2d_1$. Укрупнение капель диаметром 10 мк до 320 мк

потребуется, например, 16-кратного повторения операции по парному слиянию капель с возрастающим диаметром.

Для завершения попарного слияния капель диаметром d_1 необходимо время

$$t_1 = \frac{(W_1 - W_2) d_1^2}{24k W_2 W_1 D_{\text{турб}}},$$

где W_2 — остаточное содержание воды, представленное непрокоалесцировавшими каплями; W_1 — исходное содержание воды, представленное этими каплями.

Поскольку на каждом этапе диаметр капель возрастает в $\sqrt[3]{2}$ раз, а время обработки прямо пропорционально квадрату диаметра, продолжительность каждого последующего этапа возрастает в $\sqrt[3]{4}$ раза, т. е. на 160%. Общее время t_n для проведения n этапов определяется по формуле геометрической прогрессии

$$t_n = t_1 \frac{(\sqrt[3]{4})^n - 1}{\sqrt[3]{4} - 1} = 0,59 t_1 (\sqrt[3]{4^{3n}} - 1),$$

где t_1 — время попарного слияния капель исходного размера.

Расчеты показали, что для укрупнения 99,9% капель диаметром 5—10 мк до 10—20 мк при исходной обводненности 10%, числе Рейнольдса 10 000 и коэффициенте эффективности столкновений $K = 0,0001$ потребуется время $t_1 = 0,3$ сек. Укрупнение этих же капель до 320 мк, при $n = 16$ дает уже $t_1 3072 = 1024$ с. Хотя этот результат несколько завышен в силу упрощения процесса слияния, он дает представление о времени, необходимом для укрупнения капель.

Для отстаивания капель воды диаметром 320 мк при разности плотностей воды и нефти 0,4 г/см³ с высоты 2 м потребуется 30 мин, для предварительного укрупнения капель — 17 мин. Всего на отстаивание с предварительным укрупнением капель диаметром 10 мк до диаметра 320 мк потребуется около 47 мин. Для осаждения неукрупнившихся капель диаметром 10 мк осуществляемого со скоростью 4 мм/ч, потребовалось бы в аналогичных условиях около 500 ч, что практически неприемлемо.

Укрупнение диспергированной фазы после завершения процессов массообмена необходимо производить при турбулентном перемешивании в области чисел Рейнольдса, исключающих дробление капель.

Основным параметром, который необходимо связать функциональной зависимостью с другими величинами в одном уравнении, является заданная глубина обезвоживания. Для эмульсии постоянного качества при определенных расходах реагента, температуре нагрева и последующем времени отстоя не трудно установить зависимость между такими основными параметрами, как необходимая глубина обезвоживания, определяемая остаточным содержанием воды (ΔW , %), расход жидкости через каплеобразователь (Q , м³/ч),

время пребывания (τ , ч) и режим движения эмульсии в нем (Re), длина каплеобразователя (L , м).

Основой для построения такой зависимости послужили результаты исследований в промышленных условиях на Кама-Исмагиловской УКПН. Во время исследований был обеспечен точный замер расхода жидкости через каплеобразователь с помощью диафрагмы, сблокированной с ДМПК-100. Для отбора проб эмульсии по длине и сечению каплеобразователя были применены специально сконструированные пробоотборники, позволяющие быстро отбирать пробы. Семь таких пробоотборников было установлено по длине каплеобразователя с интервалом 70 м. Расход жидкости через каплеобразователь можно было изменять от 0 до 400 м³/ч (полной производительности сырьевых насосов). Эксперименты проводились при 65° С и расходе деэмульгатора — дисолвана 4411 40 г/т. Обводненность сырья 10—12% в процессе исследований поддерживалась постоянной за счет предварительного сброса части пластовой воды из сырьевых резервуаров с помощью дренажных вод УКПН.

Эмульсия сырьевыми насосами откачивалась из резервуаров товарного парка и после введения в нее реагента через теплообменники нефть—нефть (где нагревалась до 65° С) и трубопровод-каплеобразователь направлялась в отстойник и I ступени. Расход жидкости через каплеобразователь при испытаниях составлял 100, 120, 180, 240 и 320 м³/ч. После работы установки на выбранном режиме в течение одних суток отбирались пробы из трех точек по длине каплеобразователя: в начале, в середине, в конце. В свою очередь, в каждой точке по длине каплеобразователя осуществлялся послойный отбор проб по сечению трубы через каждые 62 мм, начиная от верхней образующей. После отбора пробы ставились на отстой в водяную баню при 65° С.

Динамику отстоя воды от нефти фиксировали как в момент отбора пробы, так и в течение 1 ч через каждые 15 мин. Затем измеряли количество остаточной воды в нефти с помощью прибора ВЭН-2. Было установлено, что разрушение эмульсии в горячем трубопроводе сопровождается двумя процессами: укрупнением капель и расслоением потока на нефть и воду даже при больших значениях чисел Рейнольдса. При появлении свободной воды в потоке капли пластовой воды (даже ее наиболее тонкодисперсная часть) могут переходить в состав дренажной воды, минуя стадию укрупнения, вследствие слияния с ней при контакте. В ряде случаев этот механизм перехода капель воды в состав дренажной воды преобладает. Расчетные числа Рейнольдса при указанных выше расходах изменялись в широких пределах: 12 000, 22 000, 34 000, 48 700, 56 000.

На графиках, построенных по результатам исследований, видно, что с увеличением времени движения эмульсии в турбулентном режиме содержание остаточной воды в нефти после ее отстоя в течение заданного времени снижается (рис. 56). Однако здесь не обнаруживается линейной зависимости между глубиной обезвоживания и временем движения эмульсии по каплеобразователю.

В целом зависимость между этими параметрами описывается [109] гиперболой и время, необходимое для снижения остаточного содержания воды в нефти на каждые 0,1% в области низких концентраций, резко возрастает. Поэтому для глубокого обезвоживания и обессоливания нефти необходимое время пребывания эмульсии в каплеобразователе будет намного больше времени, достаточного для разрушения эмульсии при высокой начальной концентрации воды в нефти.

Отсекаемый на рис. 56, а участок оси ординат при времени $\tau = 0$ характеризует остаточное содержание воды в нефти после ее отстоя

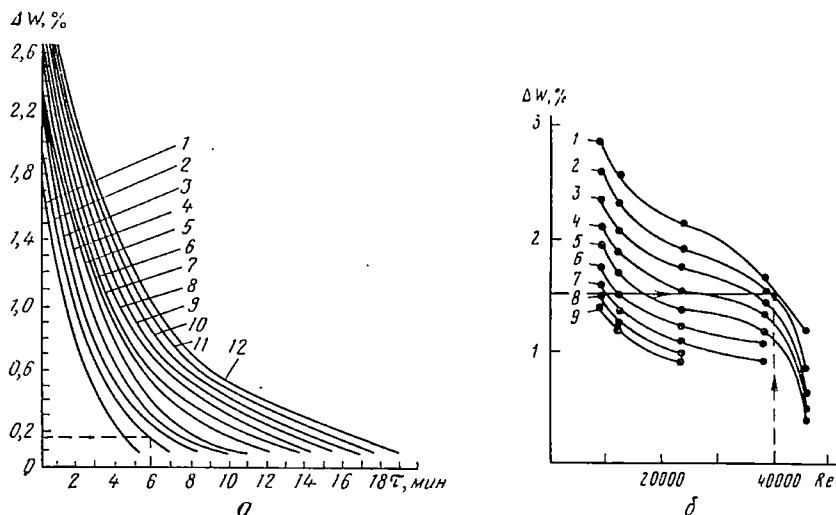


Рис. 56. Влияние времени обработки и уровня турбулентности на степень обезвоживания капель

а — 1—12 — для расходов соответственно 320, 300, 280, 260, 240, 220, 200, 180, 160, 140, 120, 100 м³/ч; б — 1—9 — время обработки в каплеобразователе для Re соответственно 0,5; 1; 1,5; 2,0; 2,5; 3; 3,5; 4 мин.

для случая отбора пробы на входе в каплеобразователь и дает представление о глубине разрушения эмульсии при ее прохождении по коммуникациям установки от сырьевых насосов до каплеобразователя. После движения по коммуникациям установки при последующем отстое в течение 1 ч глубина разрушения эмульсии на этом участке обеспечивает возможность получения нефти с остаточным содержанием воды в ней около 2,5% (в зависимости от производительности). В нефти остается наиболее трудноразрушимая, тонкодисперсная часть эмульсии, которая и разрушается затем в каплеобразователе. Поэтому представленные на рис. 56 кривые, построенные для различных производительностей, характеризуют глубину разрушения наиболее тонкодисперсной части эмульсии. Используя эти кривые, легко определить необходимые параметры каплеобразователя, с помощью которого можно достичь обезвоживания нефти

до заданной глубины, если известно время последующего отстоя нефти на любой действующей установке.

Прохождение нефти по каплеобразователю благоприятно сказывается на ее качестве для всех исследованных режимов. С увеличением уровня турбулентности потока качество получаемой при последующем отстое нефти возрастает (см. рис. 56, б). Наилучшие результаты в условиях исследований были получены при $Re = 55\ 000$. Очевидно, представленное семейство кривых характеризует лишь одну часть возможных процессов при увеличении турбулентности и в данном случае свидетельствует об увеличении глубины разрушения эмульсии в исследованном интервале чисел Рейнольдса. Возможны два варианта дальнейшего хода кривых: асимптотическое их приближение к оси абсцисс, прохождение через минимум и переход в восходящую ветвь. Какой из этих вариантов наиболее вероятен, предстоит еще выяснить. Это будет зависеть от многих факторов, в том числе и от состояния эмульсии на входе в каплеобразователь. Обращает внимание еще и то, что с увеличением чисел Рейнольдса уменьшается влияние на процесс разрушения эмульсии фактора времени. Следовательно, можно предположить существование определенного минимума времени движения эмульсии, достаточного для глубокого ее разрушения при оптимальном уровне турбулентности.

В результате математической обработки семейства кривых, представленных на рис. 56, а, б, были получены эмпирические зависимости количества остаточной воды в нефти после ее движения по каплеобразователю от ряда других параметров:

$$\ln \Delta W = \left(\frac{1}{e^{0,01Q}} + 0,7 \right) \left(1 - \frac{|\tau|}{7,7 - 0,023Q} \right),$$

где Q — расход жидкости через каплеобразователь, $m^3/ч$; $|\tau|$ — время обработки эмульсии в каплеобразователе, ч.

Время обработки эмульсии в каплеобразователе может быть определено по эмпирической формуле

$$|\tau| = \left(1 - \frac{e^{3,2Q} \ln \Delta W}{1 + 0,7e^{3,2Q}} \right) (7,7 - 7,36Q) \dots,$$

где $Q = g_{\text{перем}}/g_{\text{макс}}$ — расход жидкости, $m^3/ч$; $1 > Q \geq 0$; $g_{\text{макс}} = 320 m^3/ч$.

Необходимая длина каплеобразователя может быть определена по формуле, в которую включены лишь исходные данные,

$$L = \left[1 - \frac{\ln \Delta W}{\frac{1}{e^{3,2Q}} + 0,7} \right] \left[\frac{Re \nu}{D} (7,7 - 7,36Q) \right],$$

где ν — вязкость эмульсии; D — диаметр трубы; ΔW — заданная глубина обезвоживания; e — основание натурального логарифма; L — длина каплеобразователя.

Полученные графические и эмпирические зависимости достаточно хорошо согласуются с экспериментальными данными и могут быть использованы для расчетов при определении необходимых параметров трубопроводов-каплеобразователей. Параметры процесса могут быть рассчитаны и по приводимым графикам (см. рис. 56, а, б).

Граничные условия применимости формул и графиков:

а) расход реагента типа дисолван не менее 20 г/т;

б) температура нагрева $T = 60^\circ \text{C}$;

в) диаметр трубы-каплеобразователя 250 мм;

г) время отстоя в булите (резервуаре) 30 мин.

Пример 1. Определить время движения эмульсии в каплеобразователе при глубоком обезвоживании нефти и снижении остаточного содержания воды в ней до 0,2% при производительности аппарата 300 м³/ч. Для этого от точки заданной обводненности (0,2%) на оси ординат (см. рис. 56, а) проводят линию, параллельную оси абсцисс, до пересечения с кривой, соответствующей $Q = 300 \text{ м}^3/\text{ч}$, опускают перпендикуляр на ось ординат и получают расчетное время τ (в мин). В данном случае это время равно 6 мин.

Пример 2. Если диаметр каплеобразователя в тех или иных условиях будет отличаться от указанного выше (250 мм), то необходимое время обработки эмульсии в таком каплеобразователе, а следовательно, и его длина, определяются по числу Рейнольдса с помощью рис. 56, б. Так, если при принятом диаметре D и производительности Q число Рейнольдса окажется равным 40 000, а требуемая глубина обезвоживания 1,5%, то, восстанавливая от соответствующих значений на осях перпендикуляры, по расположению точки их пересечения определяют, к какой из кривых на графике она ближе. Каждая кривая соответствует определенному времени обработки. В данном случае время обработки принимается равным 1 мин (кривая 2).

Отстойники

С гидродинамической точки зрения процесс деэмульсации нефти в существующей отстойной аппаратуре эффективно осуществляться не может. Это в первую очередь относится к возможности отстоя воды от нефти за счет осаждения капелек пластовой воды на границу раздела фаз или дно аппаратов. Например, в ромашкинских эмульсиях содержится от 15 до 98% глобул воды размером около 3 мк, которые при 80° С могут оседать со скоростью около 0,5 см/ч. При среднем времени пребывания нефти в отстойной аппаратуре 2 ч от глобул таких размеров может освободиться лишь небольшой слой нефти (около 1 см), находящийся непосредственно над уровнем контакта с дренажной водой. Остальные глобулы будут вынесены потоком нефти раньше, чем успеют осесть на дно аппаратов. Для успешного отделения воды от нефти за это время необходимо, чтобы глобулы воды имели размеры не менее 100 мк в диаметре либо (при сохранении размеров глобул без изменения) время пребывания нефти в аппаратах должно увеличиться до 400 ч.

Считалось, что после нагрева нефти и введения в нее реагента размеры глобул воды резко увеличиваются вследствие взаимного их слияния при отстое. Но в условиях покоя или четко выраженного ламинарного режима движения нефти слияние глобул пластовой воды происходит чрезвычайно неэффективно и не может служить причиной глубокого и быстрого обезвоживания нефти. Все это говорит о том, что решающие процессы, обуславливающие эффективную работу установок, осуществляются не в отстойной аппаратуре. И не от конструктивных особенностей аппаратуры зависит повышение ее работоспособности и снижение металлоемкости установок в целом. Расчеты показали, что укрупнение глобул пластовой воды до 200—300 мк и более еще до поступления нефти в отстойники позволит в 2—3 раза уменьшить время пребывания нефти в них и во столько же раз сократить их число на площадке, упростить обслуживание установок в целом, снизить их металлоемкость и себестоимость обезвоживания.

На протяжении многих лет промышленность выпускала отстойные аппараты, внутренняя полость которых была оборудована горизонтальными полками для «приближения» границы раздела фаз нефть—вода с верхним слоем нефти. Впоследствии от применения таких аппаратов отказались из-за их неэффективности, так как качество уходящей из отстойной аппаратуры нефти от наличия в них полок фактически не зависит (однако удовлетворительных объяснений этому явлению дано не было). Вместе с тем исследования особенностей оседания капель воды в нефти в коротких интервалах по высоте аппаратов имеют весьма важное значение как для оценки оптимального диаметра отстойников, так и для деэмульсации нефти по схеме, исключаяющей применение обычной отстойной аппаратуры. В последнем случае отделение воды от нефти и их раздельная откачка может осуществляться непосредственно из отстойников, выполненных из труб обычного сортамента, применяемых в нефтяной промышленности.

Нашими исследованиями установлено, что разрушение эмульсии, укрупнение капель и расслоение потока на нефть и воду целесообразно осуществлять при турбулентном режиме движения системы.

В отличие от ламинарного, при движении эмульсии по трубопроводу в турбулентном режиме на осредненное движение в продольном направлении накладываются поперечные пульсационные скорости. Наличием поперечных пульсаций скорости объясняется взвешивание в объеме потока капель пластовой воды, скорость осаждения которых может быть незначительна по сравнению с вертикальными турбулентными пульсациями скорости.

Для расслоения эмульсии под действием гравитационного поля в процессе ее движения по трубопроводам в турбулентном режиме необходимо, чтобы величина скорости падения капель воды в объеме покоящейся нефти, определяемая законом Стокса, была выше вертикальной составляющей скорости турбулентных пульсаций. Если вертикальные составляющие скорости турбулентных пульсаций равны

или превышают скорость осаждения капель, то их осаждение становится невозможным и капли транспортируются потоком во взвешенном состоянии.

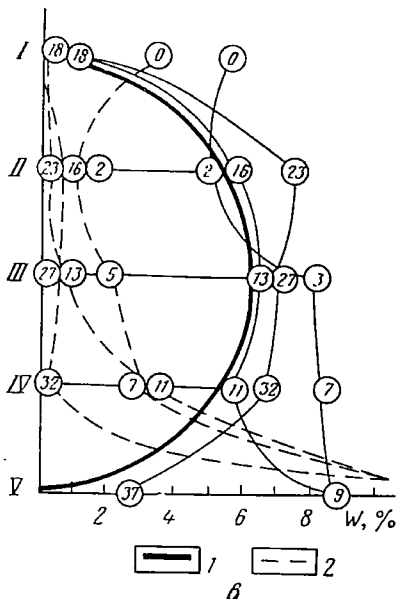
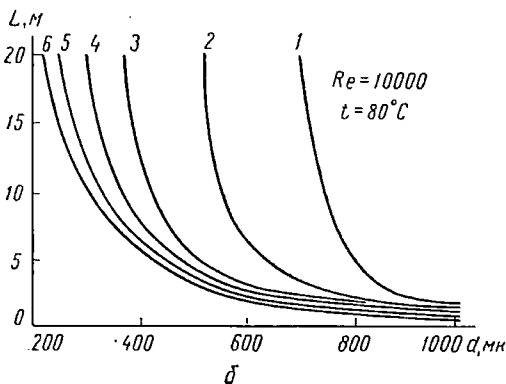
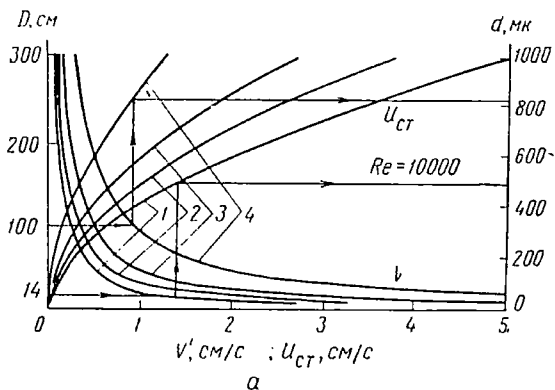


Рис. 57. Условия расслоения жидкости в трубчатых отстойниках.

а — зависимость турбулентных пульсаций V' от диаметра трубопровода D и скорости осаждения каплей u_{CT} от их размера d ($\rho_n = 0,8759$, $\rho_v = 1,1778$, $\nu = 14,9$ сП при 20°C): 1—4 — для температуры эмульсии 80, 60, 40 и 20°C соответственно; б — влияние размера капель на длину трубопровода, достаточную для расслоения потока: 1—6 — диаметры труб 10, 20, 50, 100, 200 и 300 см соответственно; в — изменение содержания воды по сечению трубчатого отстойника в его начале (1) и в конце (2). Цифры в кружках — время с момента остановки трубопровода; I—V — сечение трубопровода.

Легко показать, что возможность расслоения эмульсий наряду с другими факторами определяется также собственными параметрами потока и трубопровода. Фиксируя число Рейнольдса, являющееся одной из основных режимных характеристик движения эмульсии по трубопроводу, можно выделить связь величины турбулентных пульсаций с диаметром трубопровода (рис. 57, а). Оказалось, что

диаметр трубопровода, при всех прочих равных условиях, например, осредненной скорости потока, является определяющим параметром, влияющим на возможность расслоения эмульсии в процессе ее движения при умеренном турбулентном режиме ($Re = 5000—20\,000$, эмульсия характеризуется крупностью капель не менее $100—150$ мк). С уменьшением диаметра трубопровода до 30 или 20 см величина турбулентных пульсаций скорости резко увеличивается и гравитационное расслоение потока становится практически невозможным. В трубопроводах диаметром 200—300 см величина турбулентных пульсаций настолько мала, что оказывает на расслоение лишь незначительное тормозящее действие.

Аналогичная связь имеет место между турбулентными пульсациями и вязкостью потока. Поскольку диаметр трубопровода и вязкости жидкости в формуле для определения числа Рейнольдса, связаны обратно пропорциональной зависимостью, снижение вязкости влияет на величину турбулентных пульсаций так же, как и возрастание диаметра. В данном случае по оси ординат откладываются соответствующие значения вязкости. С увеличением числа Рейнольдса возрастает величина турбулентных пульсаций и возможность расслоения потока уменьшается. Таким образом, возможность расслоения эмульсии при движении ее по трубопроводу в турбулентном режиме кроме закона Стокса определяется также уровнем турбулентных пульсаций и в этой связи зависит от диаметра трубопровода, вязкости потока и числа Рейнольдса.

Расчетные значения предельных размеров капель, которые могут осаждаться при заданных диаметре трубопровода и температуре потока, представлены на рис. 57, а. Так, при температуре потока 20° , $Re = 10\,000$ и диаметре трубопровода 100 см возможно осаждение капель, диаметр которых более 800 мк, а при температуре 80° С и диаметре трубопровода 14 см — капель размером 500 мк. Графическое сравнение скорости турбулентных пульсаций в зависимости от диаметра трубопроводов и скорости осаждения капель от их диаметра при различной температуре эмульсии позволяет оценить возможность расслоения потока или подобрать для данного размера капель диаметр трубы отстойника и температуру процесса, обеспечивающие гравитационное расслоение эмульсии.

Из рис. 57, а следует, что гравитационное расслоение эмульсии при движении по промышленным трубопроводам в обычном для нее режиме ($Re = 10\,000$) возможно лишь в трубах значительного диаметра.

Достаточно эффективно осаждаются капли пластовой воды, диаметр которых превышает $100—150$ мк. Капли, размеры которых находятся в пределах десятка микрон, смогут осесть в нижнюю часть трубы лишь после предварительного укрупнения.

Максимальная длина трубы, необходимая для расслоения эмульсии, определяется из условия достижения нижней поверхности трубы каплей, находящейся в ее верхней точке.

На рис. 57, б представлена зависимость длины трубопровода

от диаметра капель воды, необходимой для осаждения из турбулентного потока эмульсии на нижнюю поверхность трубопровода для различных его диаметров. Турбулентность потока характеризуется числом Рейнольдса 10 000; температура эмульсии 80° С. Как указывалось ранее, существует предельный размер капель, осаждающихся в трубопроводе данного диаметра. При приближении диаметра капли к предельному размеру резко возрастает длина трубопровода. С увеличением диаметра капель необходимая длина трубопровода снижается до нескольких метров.

Анализ кривых (рис. 57, б) позволяет сделать вывод о возможности быстрого расслоения эмульсии в горизонтальных трубчатых аппаратах, диаметр которых значительно меньше 300 см при турбулентном режиме. Так, при предварительном укрупнении капель до 400 мк расслоение потока на нефть и воду в стандартном отстойном аппарате диаметром 300 см осуществляется на участке длиной около 6 м, а в отстойнике диаметром 200 см — на участке длиной, не намного превышающей 7 м.

При уменьшении диаметра отстойного аппарата до 100 см необходимая длина его возрастает всего лишь до 8 м. Эти же процессы вполне осуществимы в трубопроводе-отстойнике диаметром 50 см, длина которого невелика и составляет около 12,5 м, что практически в два раза короче длины стандартного отстойника. Расслоение потока на нефть и воду при укрупнении капель до 500 и 700 мк возможно также и в трубопроводах диаметром 20 и 10 см соответственно.

Отсюда следует, что предварительное укрупнение капель открывает возможности по использованию малогабаритной высокопроизводительной водоотделительной аппаратуры, выполненной из труб нефтяного сортамента, при более высоких гидродинамических параметрах потока, чем это имеет место при эксплуатации типовых отстойников.

Эффективность расслоения эмульсии в значительной мере усиливается за счет турбулентной диффузии капель на стенки аппаратов и границу раздела фаз нефть—дренажная вода, играющих роль инверсирующих экранов.

В определенных случаях расслоение потока на нефть и воду оказывается возможным только за счет турбулентной диффузии капель.

Исследования кинетики отделения воды от нефти в отстойниках небольшого диаметра (250 мм) и стандартной отстойной аппаратуре (3400 мм) осуществлялись на Кама-Исмагиловской УКПМ. В качестве отстойника небольшого диаметра использовали трубопровод длиной 420 м и диаметром 250 мм, смонтированный перед стандартной отстойной аппаратурой. Исследования проводили после его останова при работе на различных по производительности режимах. Это позволяло судить об изменении концентрации воды в нефти в остановленном трубопроводе через различные интервалы времени как по его длине, так и по сечению (табл. 38 и 39). Установка работала

в обычном для нее режиме: температура потока 65° С, расход реагента около 60 г/т, точка введения реагента — прием сырьевого насоса. Исходное содержание воды по слоям I—V (см. табл. 38) в первой точке отбора (в начале трубы-отстойника) сравнительно высокое (5,9—8,4%). Для третьей и пятой точек, отстоящих от первой соответственно на 140 и 280 м, характерно убывание содержания воды по сечению трубы. Это свидетельствует о том, что в остановленном трубопроводе процесс перехода капель в состав дренажной воды с более высокой эффективностью в первоначальный момент происходит в нижних зонах трубы. Поэтому возникает своеобразный интервал пониженной концентрации между верхним и нижним слоями в трубе.

Т а б л и ц а 38

Слой	Точки отбора	Содержание воды в нефти (в %) после остановки потока и отстоя при времени, мин					Время предварительного отстоя в трубопроводе, мин	Содержание воды в нефти (в %), предварительно отстоявшейся в трубопроводе и затем в отстойниках при времени, мин				
		0	15	30	45	60		0	15	30	45	60
I	1	5,9	4,6	3,6	3,2	2,7	45	3,6	0,9	0,3	0,3	0,0
	3	5,6	5,2	4,4	3,9	3,4		0,5	0,5	0,1	0,0	0,0
	5	4,4	3,4	3,4	2,9	2,6		0,0	—	—	—	—
II	1	6,0	3,4	2,8	2,6	2,4	35	—	—	—	—	—
	3	1,8	1,5	1,0	0,8	0,7		0,0	—	—	—	—
	5	3,1	2,7	2,2	1,8	1,5		7,1	1,4	1,1	0,0	0,0
III	1	8,4	7,4	5,1	4,1	3,4	28	6,7	1,0	0,0	0,0	0,0
	3	2,2	1,3	1,0	0,7	0,7		0,2	0,2	0,2	0,0	0,0
	5	1,0	0,55	0,37	0,3	0,1		0,0	—	—	—	—
IV	1	7,0	4,2	2,7	1,0	1,0	22	6,6	1,3	0,0	0,0	0,0
	3	1,0	1,0	0,6	0,33	0,1		0,0	0,0	—	—	—
	5	1,5	1,5	1,5	1,3	1,2		0,8	0,15	0,15	0,15	0,0
V	1	—	—	—	—	—	18	60,0	40,5	25,5	24,8	23,5
	3	—	—	—	—	—		100	100	100	100	100
	5	—	—	—	—	—		100	100	100	100	100

П р и м е ч а н и е. $Q=100 \text{ м}^3/\text{ч}$; $Re=19\ 000$; $V=15,9\%$.

Кроме того, исходное содержание воды в пробах нефти с увеличением расстояния от начала петли-каплеобразователя систематически уменьшается по всем слоям, за исключением 5-й точки в V слое, где отмечено появление слоя чистой воды. Это свидетельствует о том, что осаждение воды в нижнюю зону трубопровода имело место уже в процессе его работы при производительности $100 \text{ м}^3/\text{ч}$, что соответствовало числам Рейнольдса 9000, и подтверждает возможность седиментационных процессов при четко выраженном турбулентном режиме движения водонефтяной смеси, т. е. возможность получения глубоко расслоенного на нефть и воду потока эмульсии и решения проблемы обезвоживания (обессоливания) на установках, состоящих практически из труб, обеспечивающих

Слой	Точки отбора	Содержание воды в нефти (в %) после остановки потока и отстоя при времени, мин					Время отстоя в часах, мин	Содержание воды в нефти, предварительно отстаивавшейся в трубопроводе, при времени, мин				
		0	15	30	45	60		0	15	30	45	60
I	1	7,2	5,9	4,2	3,9	3,6	35	5,6	5,4	5,4	5,4	4
	3	5,4	3,1	2,4	2,1	2,1		3,6	2,9	2,9	2,3	1,9
	5	5,1	3,8	2,8	2,1	2,1		1,5	1,3	1,3	1,3	1,3
II	1	6,9	5,9	4,1	3,6	3,1	25	6,8	4,6	3,4	3,2	3,1
	3	4,6	3,3	2,6	2,4	1,6		3,2	2,0	1,7	1,6	1,4
	5	3,1	2,2	2,0	1,8	1,2		1,4	1,2	1,2	1,2	1,2
III	1	6,4	4,2	3,1	2,3	1,9	15	6,7	4,3	3,4	3,1	2,5
	3	4,4	2,1	1,9	1,9	1,4		4,0	2,8	2,6	2,4	1,9
	5	2,9	2,1	1,6	1,0	0,8		1,4	1,2	1,2	1,2	1,2
IV	1	7,2	5	3,5	3,2	2,7	5	7,1	4,6	3,9	3,1	3,1
	3	3,9	3,6	2,3	1,7	1,5		3,9	2,3	1,7	1,6	1,6
	5	2,9	2,6	1,7	1,0	0,8		1,9	1,5	1,3	1,2	1,2
V	1	6,8	3,6	3,0	2,8	2,8	2	5,7	—	3,7	1,2	1,2
	3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	5	$\frac{60}{0/92}$	$\frac{60}{0/92}$	$\frac{60}{0/92}$	$\frac{60}{0/92}$	$\frac{60}{0/92}$		$\frac{96}{0/88}$	$\frac{96}{0/88}$	$\frac{96}{0/88}$	$\frac{96}{0/88}$	$\frac{96}{0/88}$

Примечание. В знаменателе свободно выделявшаяся вода в % по отношению к отобранной пробе.

осуществление полного цикла по подготовке нефти, вплоть до сброса отделившейся воды (табл. 38). Укрупнившиеся капли эмульсии очень быстро переходят в состав дренажной воды. Так, содержание воды в III и IV слоях 5-й точки через 15 мин после начала отстоя (с момента остановки трубопровода) уже было 0,5—1,5%. Через 18 мин после остановки потока из нижнего сечения 3-й и 5-й точек была отобрана чистая вода. В то же время эмульсия, отобранная из нижнего слоя 1-й точки и не разрушенная в трубопроводе, оказалась довольно стойкой (см. гр. 9—13 табл. 38). После дополнительного отстоя в течение 60 мин в ней содержалось 23,5% воды. Приведенные данные указывают, насколько велико влияние гидродинамических эффектов на повышение глубины обезвоживания нефти по сравнению с классическим отстоем. Потребовался 1 ч отстоя (гр. 8 и 10) для снижения остаточного содержания воды в нефти до 0,9%. В то же время предварительное движение эмульсии по каплеобразователю в течение нескольких минут (3-я и 5-я точки) уменьшает необходимое для отделения воды от нефти время в несколько раз. Можно принять необходимое для отстоя время после движения эмульсии по трубопроводу 18—20 мин. Остаточное содержание воды в нефти в этом случае будет менее 1%.

В табл. 39 приведены данные о кинетике разрушения эмульсии по длине и сечениям остановленного после работы трубопровода производительностью 120 т/сут. Число $Re = 22\ 000$, $W = 10,2\%$. Отстой воды от нефти как по сечению, так и по длине трубопровода

не отличался от предыдущего случая. Все приведенные данные объясняют причины низкой работоспособности отстойной аппаратуры при поступлении в нее неразрушенной эмульсии и позволяют поставить вопрос о нецелесообразности применения отстойников диаметром 3—6 м. Отстой протекает крайне неудовлетворительно даже в аппарате диаметром 250 мм, и в дренажную воду переходит только та часть воды, которая перешла в свободное состояние уже в трубопроводе или входила в состав крупных капель, способных перейти в дренажную воду в течение первых минут пребывания жидкости в отстойной аппаратуре. Разрушение эмульсии в движении происходит во много раз эффективнее. Несколько минут такого движения могут исключить необходимость длительного отстоя нефти, дав в итоге большой выигрыш во времени пребывания нефти в дегидрирующей аппаратуре.

Аналогичные результаты были получены при отделении воды от нефти в горизонтальных отстойниках действующих установок комплексной подготовки. Считалось, что отстойник (дегидратор) является именно тем аппаратом, в котором глобулы пластовой воды разрушаются за счет слияния их друг с другом и проявления в связи с этим так называемого эффекта дождевания. Эффект дождевания по мнению технологов и ученых должен был проявляться в том, что коалесцировавшие глобулы верхних слоев эмульсии, пронизывая при оседании весь объем нефти, разрушают и захватывают по пути все встречные капли и увлекают их на дно отстойников.

Исследования с применением микрокиносъемки позволили установить, что в стандартных отстойниках, как и в трубах-отстойниках небольшого диаметра, эффект дождевания не происходит, а сами отстойники не играют той роли, которая им до сих пор приписывалась. В больших объемах нефти, находящихся в состоянии покоя даже при введении в нее достаточно диспергированного реагентоносителя, слияние капель друг с другом практически не происходит, так как время их взаимного контакта ничтожно и явно недостаточно для разрушения бронирующих оболочек. Вертикальные составляющие скорости движения эмульсии в отстойниках первой ступени Кама-Исмагиловской УКПН при времени пребывания нефти в них 4—5 ч на два порядка превышают средние скорости оседания глобул размером 10 мк, которые составляют основную массу капель пластовой воды. Это делает невозможным оседание капель таких и меньших размеров на дно аппаратов и исключает какую бы то ни было возможность выполнения ими функции отстойников. Поэтому они выполняют лишь функцию водоотделителей крупных капель и струй воды, возникших в трубопроводах и другом технологическом оборудовании на подступах к отстойникам. И основное влияние на разрушение эмульсии оказывают гидродинамические эффекты в трубопроводах, связывающих технологическую аппаратуру. Многократный отбор проб по сечению отстойных аппаратов подтвердил правильность этих выводов (табл. 40).

На основе косвенных данных к выводам о том, что эмульсия может разрушаться в трубопроводах перед отстойниками, пришли и другие исследователи [50], однако этим фактам была дана оценка, прямо противоположная нашей. В частности, появление свободной воды в трубопроводах считалось нежелательным. Поэтому было предложено поддерживать высокую турбулентность потока, исключая такую возможность, а чтобы заставить отстойную аппаратуру выполнить предписанную ей функцию, был разработан комплекс рекомендаций, предусматривающих применение электрического поля.

Т а б л и ц а 40

Отбор проб от верха, см	Содержание воды (в %) в пробах различных серий исследований		
	1	2	3
0	0,42	0,60	0,30
40	0,36	0,48	0,03
80	0,18	0,60	0,12
120	0,36	0,80	0,24
160	0,36	1,20	0,30
200	0,30	0,60	Следы
240	0,42	0,30	0,12
280	100,0	100,0	0,24

Однако исследования [81, 82, 85, 91, 95, 99] показали, что и в данном случае вступать в противоречие с природой явно нецелесообразно и более правильно сохранить за отстойниками функцию водоотделителей, а процессы разрушения эмульсии в этом случае переложить на промышленные системы сбора, коммуникационные и специальные смонтированные трубопроводы-каплеобразователи. При направлении в отстойник неразрушенной эмульсии разделение потока на нефть и воду происходит неэффективно и с течением времени в них возникает стойкий промежуточный слой, ухудшающий процесс деэмульсации нефти в целом. В этом случае работа отстойной аппаратуры характеризуется соотношением таких параметров, как скорость возникновения промежуточного слоя и скорость перехода капель эмульсии в состав дренажной воды. Скорость формирования промежуточного слоя определяется способностью капель эмульсии быстро войти в зону границы раздела фаз и зависит от их размеров, вязкости нефти, соотношения плотности фаз эмульсии, скорости восходящего потока нефти и конвекционных токов, вызываемых разницей температуры в различных частях аппарата и некоторых других параметров. Одним из контролируемых и наиболее важных параметров этой группы является размер оседающих капель.

§ 2. ПРИМЕНЕНИЕ ВСТРОЕННЫХ КАПЛЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ

Ранее уже отмечалось, что процесс разрушения эмульсии может быть значительно интенсифицирован, если деэмульсацию нефти разделить на три относительно самостоятельные фазы, первая из которых обуславливает разрушение бронирующих оболочек на каплях эмульсии, вторая — укрупнение глобул пластовой воды при турбулентном (а не ламинарном!) режиме, третья обеспечивает отделение воды от нефти в условиях покоя или четко выраженного ламинарного режима движения. Вполне понятно, что отстойная аппаратура, если при этом не прибегнуть к значительному конструктивному усложнению ее внутреннего устройства, не может выполнять эти две функции одновременно.

Наиболее простым аппаратом, в котором могут быть осуществлены две первые части процесса, является трубчатый каплеобразователь, обеспечивающий достаточно длительное движение в нем нефти при турбулентном режиме. Тогда третья часть процесса — отделение воды от нефти — может быть осуществлена в любой емкости (отстойник, резервуар) обычным способом. Об эффективности работы отстойника, снабженного встроенным каплеобразователем на «горячей ступени» (на термохимической установке), можно судить по результатам его испытаний на ТХУ при 33 СП НПУ Лениногорскнефть [84].

Установка работала на дегазированной девонской ромашкипской нефти при производительности 3500 т/сут и обводненности нефти 38%. В состав ее входили три горизонтальных отстойника объемом 200 м³ каждый и встроенный трубопровод-каплеобразователь диаметром 426 мм и длиной 220 м. Среднее время движения нефти по трубопроводу 18 мин. В качестве деэмульгатора был использован сепароль (23 г/т). Температура нагрева эмульсии 40° С. В процессе испытаний установка работала с одним, двумя и тремя отстойниками, с подключенным каплеобразователем и без него. Изменения гидродинамического режима движения нефти по коммуникациям установки и качества получаемой при этом нефти в зависимости от количества работающих отстойных аппаратов и подключения трубопровода-каплеобразователя представлено на рис. 58. Чистая свободная вода появлялась уже в середине трубопровода-каплеобразователя (рис. 59). Глубокое разделение эмульсии на нефть и воду в данном случае имело место при четко выраженном турбулентном режиме, характеризуемом числом Рейнольдса около 5000.

При работе установки выяснилось, что один отстойник, снабженный трубопроводом-каплеобразователем, работает более эффективно, чем три обычных отстойных аппарата. Поэтому применение каплеобразователей, позволило сократить количество отстойной аппаратуры на установке в три раза и резко повысить ее производительность и качество подготовленной нефти. Содержание воды в нефти было снижено с 2,5 до 1% и производительность установки возросла

до 5000 т/сут. Снизилась себестоимость подготовки всего объема обрабатываемой нефти на 12,5% и был получен экономический эффект от снижения капитальных вложений на этом узле 50 000 руб. Затраты, связанные с изготовлением, монтажом и теплоизоляцией каплеобразователя, составили 8,2 тыс. руб. Применение каплеобразователя на Бирючевской ТХУ позволило повысить и производительность с 1,6 до 3 млн. т/год нефти и одновременно снизить содержание балласта в 10 раз (с 2 до 0,2%).

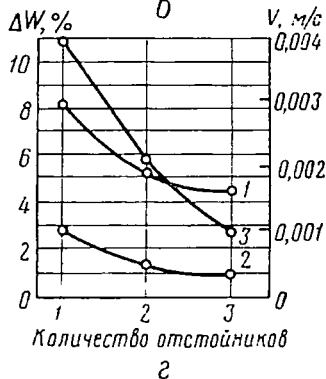
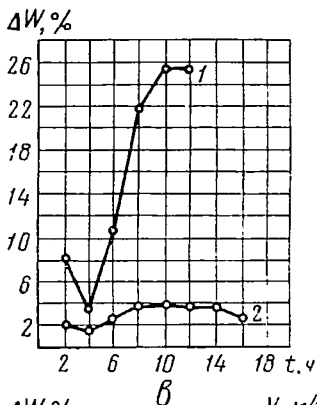
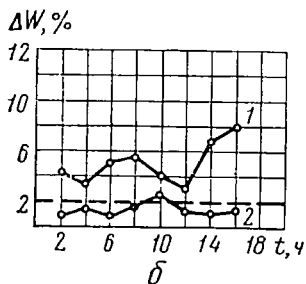
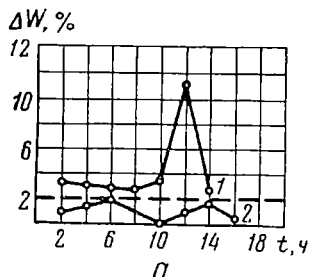


Рис. 58. Режим работы установки и качество нефти при использовании каплеобразователя.

а, б, в — при работе трех, двух и одного отстойника; г — содержание остаточной воды в нефти; 1 — без каплеобразователя; 2 — с каплеобразователем; 3 — скорость нефти в отстойниках.

В ряде случаев целесообразно применять каплеобразователи на «холодной ступени» установок. В качестве их используются промышленные трубопроводы, транспортирующие нефть на установку. Точка подачи реагента в этом случае выносится на групповую установку, дожимную насосную или отдельную скважину, удобную для обслуживания. Разрушение эмульсии непосредственно в трубопроводе обеспечивает возможность резкого повышения производительности установки и смягчает режим ее подготовки (уменьшение температуры, расхода реагента и т. д.). Используя в качестве элементов отстойника с каплеобразователем промышленные системы сбора

и резервуары товарных парков, работающие транзитом во многих случаях можно вообще исключить строительство или эксплуатацию

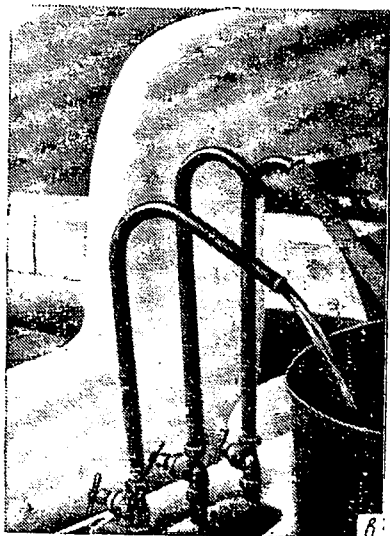
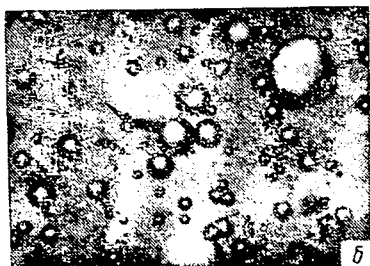
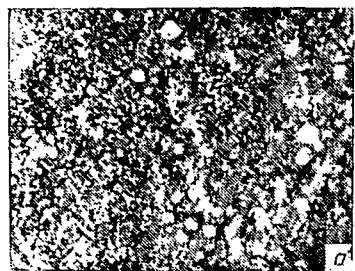


Рис. 59. Разрушение эмульсии в начале (а) и в конце каплеобразователя (б) и сброс свободной воды из него (в).

установки по подготовке нефти. Это наиболее экономичный вариант реализации идеи разделения процессов деэмульсации нефти на три относительно самостоятельные фазы.

§ 3. РАБОТА ТЕРМОХИМИЧЕСКИХ УСТАНОВОК В БЛОКЕ С ТОВАРНЫМ ПАРКОМ ПРИ ОБЕЗВОЖИВАНИИ

Эксплуатация Альметьевской установки на различных режимах в блоке с товарным парком при активном использовании в технологических целях коммуникаций установки показала возможность получения глубоко обезвоженной нефти при производительности установки вдвое большей проектной. Установка работала в режиме, соответствующем производительности 2,3—2,5 млн. т/год по обрабатываемой жидкости. Температура нефти в отстойниках поддерживалась 52—56° С, на выходе из установки 36° С. При работе с такой производительностью достаточно глубокое обезвоживание (1,2—2,1% воды) непосредственно в булитах достигается лишь при расходе реагента 255 г/т. При дальнейшем разрушении эмульсии

ТХУ				Время заполнения и подготовки резервуара к откачке, ч	Товарный парк	
Расход реагента АПН-2, г/т	Время отбора проб, ч	Содержание воды в сырье, %	Содержание воды в нефти после установки, %		Содержание в откачиваемой нефти	
					воды, %	солей, мг/л
158	4—00	60,0	12,0	10	0,53	254,2
	6—00	55,0	30,4			612,0
	8—00	42,0	24,0			—
	10—00	40,0	32,0			382,8
	11—00	41,0	34,0			—
255	12—00	46,0	44,0	14	0,47	—
	13—00	42,00	38,0			—
	14—00	44,0	40,0			—
	15—00	40,0	32,0			145,4
	16—00	44,0	1,28			—
	17—00	—	1,8			774,0
	18—00	32,0	1,2			—
	19—00	—	1,2			—
	20—00	52,0	1,2			—
	21—00	—	1,7			—
	22—00	52,0	1,7			2394,7
	23—00	—	1,5			—
	24—00	53,0	2,1			—

в процессе ее движения по трубопроводам и отделении воды от нефти в резервуаре товарного парка при его заполнении и подготовке к откачке остаточное содержание воды было автоматически снижено до 0,55% (табл. 41).

Уменьшение расхода реагента почти на 40% при сохранении производительности установки без изменения привело к резкому увеличению содержания воды в нефти после отстойной аппаратуры (24—44%), но не повлияло на качество нефти в резервуарах, так как в процессе последующего движения по коммуникациям установки эмульсия разрушилась настолько глубоко, что воду оказалось легко сбросить при заполнении резервуара и его подготовке к откачке. Содержание воды в подготовленной по этой схеме нефти изменялось от 0,47 до 0,53%. Следовательно, при использовании в технологических целях коммуникации установки и резервуаров готовой продукции не только значительно повышается производительность всего комплекса, но и значительно сокращается расход реагента.

Вода при работе установки может сбрасываться из отстойников. Но в основном сброс ее ведется из резервуаров и совмещается с процессом их заполнения. Канализация товарного парка должна позволять сброс больших количеств пластовой воды. В технологическом цикле в качестве активных элементов при этом используются узлы 5—7, 9, 10, 13 (рис. 60).

При совмещении операции по отделению воды от нефти с заполнением резервуаров и подготовкой их к откачке качество дренажных вод оказывается значительно выше. Так, при сбросе воды из отстойников содержание нефти в ней составляло 400 мг/л, а при совмещении операций в товарном парке — около 150 мг/л.

Глубокое обезвоживание нефти при работе ТХУ в блоке с товарным парком было достигнуто и на Азнакаевской установке, на которую нефть поступала с промыслов с содержанием воды 20—25%

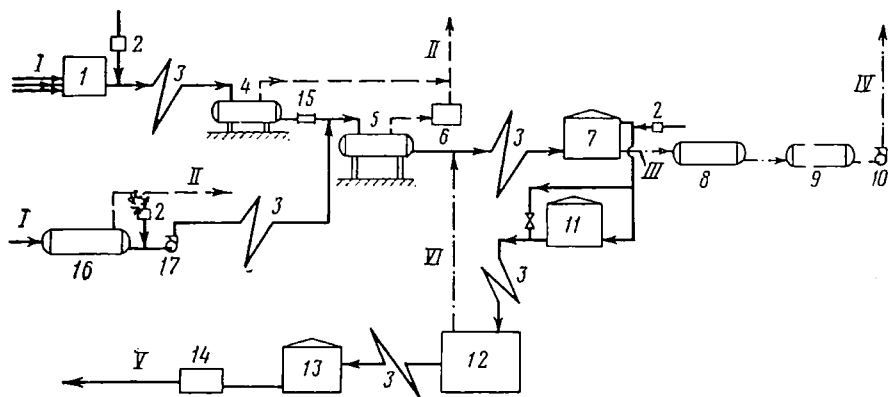


Рис. 60. Принципиальная совмещенная технологическая схема сбора, транспорта и подготовки нефти на Альметьевском узле НГДУ Альметьевнефть.

1 — групповая замерная установка (ГЗУ); 2 — узел подачи реагента-деэмульгатора; 3 — технологический трубопровод-каплеобразователь; 4 — I ступень сепарации; 5 — II ступень сепарации; 6 — компрессорная станция; 7 — совмещенная ступень обезвоживания и очистки пластовой воды; 8 — отстойник; 9 — буферная емкость; 10 — насос высокого давления; 11 — буферный резервуар для нефти; 12 — узел подготовки нефти (ТХУ); 13 — резервуар товарной нефти; 14 — насосная; 15 — турбинный расходомер типа «Норд»; 16 — ДНС; 17 — насос.

Линии: I — продукция нефтяных скважин; II — газ; III — дренажная вода на очистку; IV — вода в нагнетательные скважины; V — товарная нефть на ДНС; VI — горячая дренажная вода с узла подготовки нефти.

в три технологических резервуара (один РВС-2000 и два РВС-5000), работавших параллельно с использованием дренажной воды УКПН. Через буферный резервуар РВС-2000 нефть с содержанием воды до 5% и солей до 7500 мг/л направлялась на УКПН и ТХУ. Производительность ТХУ по сырой нефти 100 т/ч. На прием сырьевого насоса подавался реагент (сепароль) 22 г/т в виде водного раствора 0,3%-ной концентрации. ТХУ имеет на каждой ступени по два горизонтальных отстойника емкостью 200 м³ каждый. Температура подогрева нефти 40—45° С.

При работе по этой схеме в качестве активных звеньев в технологической цепи были использованы элементы 4, 7, 9, 10, 12, 13. Качество нефти контролировалось на выходе из ТХУ и в резервуарах товарного парка послойно через 1,5 м сразу же после их заполнения, а также через 6 ч пребывания нефти в резервуаре с момента заполнения (табл. 42). Качество нефти при обработке при совмещении

Сырая нефть		Обработанная нефть			
время отбора проб, ч	содержание воды, %	Содержание воды, %			
		на выходе из ТХУ	в резервуарах товарного парка		
			при высоте отбора пробы от днища резервуара, см	после заполнения	через 6 ч

П р и е м н е ф т и с ТХУ-2 в р е з е р в у а р № 4

18	1,21	0,92	900	0,28	0,13
20	0,87	0,69	750	0,34	0,18
22	1,02	—	600	0,39	0,18
24	1,65	—	450	0,41	0,48
2	1,6	—	300	0,39	0,41
4	1,8	0,62	150	0,55	0,41
6	2,1	0,96	40	3,7	0,28
8	1,53	0,69	—	—	—

П р и е м н е ф т и с ТХУ-2 в р е з е р в у а р № 1

10	1,78	0,34	870	0,4	0,21
12	2,12	0,92	720	0,18	0,12
14	2,0	1,18	570	0,2	0,2
16	1,2	1,38	420	0,13	0,09
18	1,0	0,69	270	0,34	0,26
20	1,3	0,92	120	0,45	0,28
22	1,6	0,69	40	0,48	0,36
24	1,9	1,15	—	—	—

П р и м е ч а н и е. Время заполнения резервуаров 15 ч. Через 6 ч после заполнения нефть откачали на ГС из резервуара № 4 с 0,24% воды и 215 мг/л солей; из резервуара № 1 с 0,13% воды и 165 мг/л солей.

операций даже непосредственно после заполнения резервуара оказалось довольно высоким. Такое качество было получено автоматически без вмешательства со стороны операторов, поддерживающих лишь стабильный режим работы товарных парков при проведении товаро-транспортных операций (заполнение резервуаров, замер и подготовка нефти в откатке).

К моменту откатки нефти из резервуара ее качество оказалось еще выше: содержание воды и солей по ГОСТ составило 0,24% и 215 мг/л соответственно. Таким образом, работа установки в блоке с товарным парком позволяет решить проблему глубокого обезвоживания нефти на промыслах, не наращивая мощностей установок.

§ 4. РАБОТА УСТАНОВОК В БЛОКЕ С ПРОМЫСЛОВЫМИ СИСТЕМАМИ СБОРА

Одним из наиболее перспективных вариантов повышения производительности установок и улучшения качества товарной нефти является перевод их на режим работы по совмещенной схеме в блоке

с промысловыми системами сбора. Эффективность работы установок по такой схеме была показана экспериментально на примере эмульсий, поступающих на Горкинскую обезвоживающую установку (1-я серия опытов) и ТХУ при сборном пункте 39 (2-я серия опытов).

Процесс обработки в 1-й серии опытов осуществлялся в три ступени: I ступень — разрушение эмульсии в модели промысловых систем сбора в процессе движения в течение 3,5 ч при 22—25° С с последующим отстоем при 50° С; II и III ступени — обессоливание с использованием горячего трубопровода-каплеобразователя при 50° С с подачей промывочной воды 15% на каждую ступень. Время отстоя на II и III ступенях 20 мин. В табл. 43 приведены результаты исследований эмульсии, поступающей на Горкинскую обезвоживающую установку. Содержание воды в сырье 19,6—27,2%, хлористых солей 31 265—46 098 мг/л. Расход реагента 30—40 г/т эмульсии.

Т а б л и ц а 43

Расход диссо- на, г/т	I ступень			II ступень		III ступень		Время движения в каплеобразо- вателе, мин	Содержание воды, %	Содержание солей, мг/л	Время движения в каплеобразо- вателе, мин	Содержание воды, %	Содержание солей, мг/л		
	Время, ч			Содержание остаточных		Содержание остаточных								Содержание остаточных	
	движения при 25° С	отстой при 25° С	отстой при 50° С	воды, %	солей, мг/л	воды, %	солей, мг/л							воды, %	солей, мг/л
30	0	3,5	1,25	1,6	3600	0	0,64	730	0	0,4	175				
30	3,5	0	1,25	1,6	3600	0	0,88	540	0	0,54	145				
30	3,5	0	1,25	1,5	2300	5	0,41	300	10	0,21	75				
30	3,5	0	1,25	1,5	2300	10	0,4	256	10	0,26	80,3				
30	3,5	0	1,25	1,5	2300	20	0,33	268	10	0,28	71				
30	0	0	1,75	1,6	—	—	—	—	—	—	—				
40	0	3,5	1,25	1,2	3500	0	0,84	865	0	0,54	185				
40	3,5	0	1,25	1,2	3500	0	0,9	370	0	0,36	140				
40	3,5	0	1,25	1,2	3500	5	0,34	230	10	0,22	70				
40	3,5	0	1,25	1,1	2100	10	0,48	256	10	0,18	71,2				
40	3,5	0	1,25	1,1	2100	20	0,3	130,5	10	0,15	66,8				
40	0	0	1,75	1,4	—	—	—	—	—	—	—				

Включение в технологическую схему промысловых систем сбора (I ступень) позволяет сократить время пребывания нефти в отстойной аппаратуре при 50° С почти на 30%, а при комбинированном отстое (3,5 ч при 25° С и 1,25 ч при 50° С для классического варианта) почти в 3,5 раза и одновременно уменьшить содержание солей в ней на 35%. Эти выводы справедливы как для расхода реагента 30 г/т, так и для 40 г/т с той лишь разницей, что во втором случае обнаружилось более высокое качество подготовленной нефти.

Еще более существенной оказалась разница в качестве нефти на ступенях обессоливания. Вследствие эффективного разрушения тонкодисперсной части эмульсии в процессе ее движения по промысловым коммуникациям глубина обессоливания нефти после

II ступени даже без применения каплеобразователей повышалась на 25% (540 мг/л против 730 мг/л) при расходе дисольвана 30 г/т и на 57% (370 мг/л против 865 мг/л) при расходе 40 г/т. Все это имеет место при общем времени отстоя в 3,5 раза меньшем, чем в классическом варианте. Лучшее качество нефти было получено и после III ступени. Остаточное содержание воды и солей в нефти при использовании трубопроводов-каплеобразователей на II и III ступенях оказалось практически в 2—3 раза ниже, чем без их применения. Это свидетельствует о больших резервах в улучшении качества нефти на установках при незначительных дополнительных затратах.

Результаты исследований эмульсии, поступающей в сборный пункт № 39, представлены в табл. 44.

Т а б л и ц а 44

Расход дисольвана, г/т	I ступень			Содержание остаточных		II ступень			III ступень		
	Время, ч			воды, %	солей, мг/л	Время движения в каплеобразователе, мин	Содержание остаточных		Время движения в каплеобразователе, мин	Содержание остаточных	
	движения при 25 °С	отстой при 25 °С	отстой при 50 °С				воды, %	солей, мг/л		воды, %	солей, мг/л
30	0	3	1,5	2,8	4475	0	1,2	986	0	0,72	375
30	3	0	1,5	2,8	4475	0	0,48	695	0	0,30	364
30	3	0	1,5	1,2	2094	5	0,72	296	10	0,48	108
30	3	0	1,5	1,2	2094	10	0,54	382	10	0,36	113
30	3	0	1,5	1,2	2094	20	0,36	239	10	0,48	80
30	0	0	2,0	4,0	—	—	—	—	—	—	—
40	0	3	1,5	2,2	4100	0	0,36	879	0	0,48	353
40	3	0	1,5	2,2	4100	0	0,72	752	0	0,54	324
40	3	0	1,5	1,7	2732	5	0,64	256	10	0,48	125
40	3	0	1,5	1,7	2732	10	0,54	279	10	0,48	99
40	3	0	1,5	1,7	2732	20	0,6	210	10	0,48	99
40	0	0	2,0	1,0	—	—	—	—	—	—	—

Содержание воды в сырье 16—36%, хлористых солей 18 625—27 122 мг/л. Расход реагента 30—40 г/т. Процесс обработки, как и в предыдущем случае, осуществлялся в три ступени. Время предварительного разрушения 3 ч, а последующего отстоя 1,5 ч при 50° С. Остаточное содержание воды в нефти после I ступени в условиях использования модели промысловых систем сбора составило 1,2—1,7%, в обычных условиях — 2,2—2,8%. Остаточное содержание солей в нефти после II ступени в случае использования каплеобразователей снизилось в три-четыре раза. Влияние каплеобразователей на процесс разрушения эмульсии заметно также и на III ступени. При обработке нефти по классической схеме остаточное содержание воды и солей в ней также оказалось довольно высоким (0,48—0,72% и 353—375 мг/л соответственно).

Преимущества рассмотренных установок с использованием промысловых систем сбора перед обычными установками обезвоживания нефти на промыслах выражаются не только в том, что время отстоя нефти на ступени обезвоживания может быть значительно снижено, что позволит повысить их производительность или высвободить часть отстойной аппаратуры, но также и в том, что они могут работать в режиме обессоливания без снижения производительности и дополнительных капитальных затрат, так как суммарное время пребывания нефти на установке в наиболее эффективных вариантах не превышает 2 ч.

Время необходимого отстоя нефти для ее обезвоживания при использовании в технологической схеме промысловых систем сбора и одних и тех же значениях остаточного содержания воды для эмульсии Горкинской ТХУ ниже, чем время отстоя нефти при обычной технологии, в 1,5 раза, а для эмульсии сборного пункта № 39 — в 1,3—1,5 раза. Но главное — нефть получается с более низким содержанием солей и воды при том же наборе отстойной аппаратуры.

Высокая эффективность процессов разрушения эмульсии может быть достигнута при работе установок в блоке с промышленными системами сбора и использовании в технологических целях дренажных вод. Такая технология в свое время получила широкое применение в НГДУ Альметьевнефть и осуществлялась на установках при Альметьевском и Северо-Альметьевском товарных парках.

Деэмульсация нефти комплексным методом на Альметьевском товарном парке (рис. 60) осуществлялась по следующей технологической схеме. На пяти ГУ, работавших на сборный пункт № 650, с помощью дозировочных агрегатов НДУ-50 конструкции ЦНИЛ объединения Татнефть подавался дисолван (20 г/т). Продукция скважин в объеме 4000 т/сут с содержанием воды 45—50% транспортировалась в течение 9 ч по 377-мм трубопроводу длиной около 10 км со скоростью около 31 см/с при числах Рейнольдса 11 000 и попадала в резервуар предварительного сброса воды при Альметьевской ЭЛОУ. Перед входом в резервуар разрушенная в трубопроводах эмульсия смешивалась с горячей дренажной водой и затем промывалась через слой воды. Остаточное содержание воды в нефти при этом снижалось до 20—25%. После смешения с менее обводненной нефтью (2000 т/сут) она направлялась на ЭЛОУ, где подвергалась дальнейшей обработке. В результате такой обработки на установке стало возможным подготавливать около 4000 т/сут нефти с остаточным содержанием воды не более 1%. Нефть с таким содержанием воды направлялась в товарный парк, где смешивалась с обводненной (около 5% воды) холодной нефтью в объеме 4000 т/с.

Дальнейшее разделение воды и нефти осуществлялось непосредственно в резервуаре в процессе подготовки его к откачке. Вся нефть сдавалась как кондиционная и содержала не более 2% пластовой воды. Таким образом, при проектной производительности Альметьевской обезвоживающей установки 2 млн. т/год фактически

на ней подготавливалось 2,9 млн. т нефти, что эквивалентно увеличению производительности по нефти на 45%. Учитывая высокую обводненность сырья (45—50%), эффективность работы этого узла оказывалась еще выше.

Комплексное использование промышленных систем сбора и дренажных вод в подготовке нефти позволило эффективно решить проблему деэмульсации продукции скважин Березовской площади без обработки ее на установке. Нефть Березовской площади в количестве 9,5 тыс. т/сут с содержанием воды 10% по коллектору диаметром 377 мм и длиной 13 км транспортировалась на Северо-Альметьевский товарный парк. Время движения 5 ч, скорость движения 0,7 м/с, число Рейнольдса 22 000. Реагент — дисолван (38 г/т) подавался в трубопровод на одной из скважин на весь объем транспортируемой жидкости. Разрушенная в трубопроводах эмульсия попадала в два работавших параллельно технологических резервуара объемом 2000 м³ каждый. Перед резервуарами в ее поток вводилась дренажная вода с Северо-Альметьевской ТХУ. Высота водяной подушки в резервуарах поддерживалась 3—4 м. Резервуары работали транзитом.

Отделившаяся от нефти вода непрерывно сбрасывалась из нижней части резервуаров, а готовая нефть с остаточным содержанием воды до 1% (при 20—25° С) и до 2,2% (при 10—14° С) отбиралась из верхней части резервуаров поворотной трубой. Себестоимость обезвоживания нефти по этой схеме не превышала 3—4 коп., что в 4—5 раз дешевле, чем при подготовке нефти на термохимических установках обычного типа.

Наряду с этим было весьма важно выяснить целесообразность применения встроенных трубопроводов-каплеобразователей на I ступени (обезвоживающие установки) при работе установок в блоке с промысловыми системами сбора, а также работоспособность установки при ее различном аппаратурном оформлении: роль промысловых коммуникаций, отстойной аппаратуры и резервуаров товарного парка в обеспечении условий для наиболее эффективного разрушения эмульсии и получения кондиционной нефти. Такие испытания были проведены на Северо-Альметьевской ТХУ. Деэмульсация нефти в трубопроводах осуществлялась в промысловых системах сбора на участках СП-88, СП-62, СП-61, СП-60, СП-59 (табл. 45). Средний расход реагента на весь объем обрабатываемой нефти (12—13 тыс. т/сут) составлял 13 г/т.

Из сборного коллектора нефть поступала в буферный резервуар объемом 2000 м³, откуда двумя насосами подавалась на ТХУ. На прием сырьевых насосов также подавался дисолван 23 г/т обрабатываемой жидкости. Установка работала двумя блоками, один из которых оборудован встроенным каплеобразователем длиной около 600 м и диаметром 273 мм. Каплеобразователь был смонтирован между теплообменной и отстойной аппаратурой и имел несколько смотровых колодцев по длине. Блок работал со средней производительностью 370 м³/ч. В этих условиях скорость движения нефти

по каплеобразователю составила 1,32 м/с, время движения 7—8 мин, число Рейнольдса 33 000.

Т а б л и ц а 45

Сборные пункты	Объем жидко- сти, т/сут	Содержание воды в сырье, %	Расход реаген- та, г/т	Длина трубо- проводов, км	Диаметр трубо- проводов, мм	Время движения, ч	Скорость движения, м/с	Re
СП-88	500	10	16	13	273	12	0,07	840
СП-62	1500	10	30	10	273	9	0,3	3 750
СП-61	6000	12	5	10	273	2,5	1,2	11 200
СП-60	2500	10	11	5	249	2,4	0,58	5 500
СП-59	2500	15	30	7	249	3,4	0,58	5 500

Из данных табл. 45 видно, что нефть с введенным в нее деэмульгатором движется по промысловым коммуникациям в среднем 4 ч (от 2,5 до 12 ч), в основном в турбулентном режиме; только в одном случае он оказался ламинарным ($Re = 840$). Эффективность трубной деэмульсации в интервале групповые установки — обезвоживающие установки была определена путем анализа проб нефти, отобранных перед входом на установку. Было установлено, что на термохимическую установку приходит уже глубоко разрушенная эмульсия, причем большая часть содержащейся в ней воды отделяется в течение первого часа, несмотря на сильное диспергирование эмульсии на откачивающих насосах. Учитывая низкую температуру нефти ($12—20^{\circ}C$), можно сказать, что эффективность трубной деэмульсации на этом участке оказалась исключительно высокой. При работе в блоке с промысловой системой сбора производительность установки возросла до 4,5 млн. т/год нефти, что составляет 160% проектной производительности.

Дальнейшее введение нефти в каплеобразователь на улучшение ее качества практически не сказалось, что может быть объяснено следующей причиной.

Как известно, разрушение эмульсии в процессе ее движения по трубопроводам в турбулентном режиме обусловлено одновременно протекающими процессами коалесценции и дробления глобул воды со сдвигом в сторону укрупнения. Эти процессы являются решающим фактором в доведении реагента-деэмульгатора до каждой капли и уравнивании его концентрации в них. Благодаря им в последующем при соответствующих гидродинамических характеристиках потока слияние глобул воды и их укрупнение осуществляется в основном в зоне промежуточного слоя на границе раздела фаз нефть—дренажная вода и стенках трубопровода.

Естественно, что, когда процесс введения реагента в глобулы пластовой воды закончен и бронирующие оболочки капель оказались

разрушенными, дальнейшая турбулизация потока утрачивает смысл, так как в процессах массообмена наступает динамическое равновесие. Отсюда ясно, что интенсивность и длительность турбулизации потока должны иметь определенный предел, так как при продолжении процесса увеличения глубины обезвоживания нефти ожидать, очевидно, трудно. Не может быть значительно улучшен процесс подготовки нефти и в тех случаях, когда разрушение бронирующих оболочек на каплях пластовой воды завершено, а укрупнившиеся капли воды, способные быстро перейти в дренажную воду по условиям движения в трубопроводах оказываются дополнительно диспергированными. Такие случаи часто наблюдаются на практике при включении в коллектор большого числа сборных трубопроводов, подводящих нефть от скважин и групповых установок. В результате их режим движения эмульсии резко изменяется, а турбулентность потока существенно возрастает.

Так, в приведенном примере при входе на установку число Рейнольдса достигает 33 000. Поэтому встроенный трубопровод уже не может играть роли каплеобразователя. Напротив, укрупнившиеся в промысловых системах сбора капли будут в нем диспергированы и размер их уменьшится в 5—10 раз. Повышение температуры нефти на выходе из трубопровода-каплеобразователя до 38° С будет мало влиять на изменение глубины обезвоживания. В этом случае в таком трубопроводе происходит разрушение небольшой по объему, но наиболее стойкой тонкодисперсной части эмульсий, что сказывается на улучшении результатов анализов при обессоливании нефти. Промышленные испытания, выполненные на этом узле, подтверждают правильность выводов.

При работе установки с тремя отстойниками без трубопровода (в данном случае диспергатора) получается нефть лучшего качества, чем при работе трех отстойников с подключенным трубопроводом (табл. 46). Последовательное отключение отстойной аппаратуры (работа с двумя и одним отстойником) приводит к ухудшению ходовых анализов.

Однако качество нефти, сдаваемой из резервуаров товарного парка, подчиняется другой закономерности. При работе трех отстойников совместно с встроенным трубопроводом остаточное содержание воды в нефти, сдаваемой из резервуаров, на 30% меньше, чем при работе этих же отстойников, но без встроенного трубопровода (1% против 1,54%). Эта же закономерность сохраняется и при последовательном отключении отстойников. Следовательно, разрушение тонкодисперсной части эмульсии во встроенном трубопроводе положительно сказалось на улучшении результатов, что могло бы быть использовано при обессоливании нефти. Такие же результаты по глубине обезвоживания были достигнуты при общем времени пребывания нефти в отстойной аппаратуре II блока почти в 2 раза меньшем, чем в аппаратуре I блока (1,78 против 3,48 ч).

Обращает на себя внимание и другой факт. В резервуары товарного парка в процессе исследований направлялась нефть с содержа-

Количество обрабатываемой нефти, т/сут	Работающая аппаратура	Содержание воды в сырье, %	Расход реагента Д17-38, г/т	Температура нефти, °С		Теоретическое время пребывания жидкости в отстойниках, ч	Среднее содержание воды по ходовым анализам, %	Время пребывания жидкости в резервуарах товарного парка, ч	Среднее содержание балласта в сдаваемой нефти, %
				на входе на установку	после подогрева				
7890	3 отстойника II блок	16,5	26,5	14	26	3,48	1,6	—	1,0
8060	3 отстойника с каплеобразователем	16,2	26	14	37	1,78	3,4	5	1,0
8650	2 отстойника с каплеобразователем	16,6	25	14	38	1,11	4,35	5	1,1
7950	1 отстойник с каплеобразователем	16,4	23	14	38	0,6	10,9	5	1,27
5500	I блок 4 отстойника	16,0	26,5	14	26	3,48	1,6	—	1,0

нием воды от 1,6 до 10,9%. Вместе с тем содержание балласта в сдаваемой нефти не превышало 1,54%, что объясняется глубоким разрушением эмульсии перед ее поступлением в резервуары и эффективным расслоением потока на нефть и воду в процессе их заполнения. Отсюда следует, что наличие отстойной аппаратуры на установке при условии последующего направления нефти в резервуары, мало влияет на качество сдаваемой нефти; при этом значительно увеличивается металлоемкость установки и усложняется ее обслуживание. Это объясняется следующими причинами. По условиям товарно-сдаточных операций в этом парке нефть находится в резервуарах от 3,5 до 5 ч. В течение этого времени процессы расслоения эмульсии на нефть и воду успешно завершаются. Время пребывания нефти в отстойниках по сравнению с временем нахождения ее в резервуарах в течение приемо-сдаточных операций всегда практически ничтожно. В самом деле, время пребывания нефти в отстойной аппаратуре в нашем случае изменяется от 30 мин до 1,82 ч, а в резервуарах товарного парка она может находиться 3,5—5 ч.

Это еще раз подтверждает правильность сделанного ранее вывода о том, что до тех пор пока обезвоживающие установки будут работать по схемам, предусматривающим введение нефти в товарные резервуары, монтаж и эксплуатация отстойников являются неэффективными. Осуществление же предварительной сепарации нефти и доведение упругости паров до 500 мм рт. ст. делает ее практически безопасной в отношении потерь и позволяет поставить вопрос об отказе от строительства установок подготовки нефти и перекладывании выполняемых ими функций на другое оборудование (промысловые системы сбора, нагреватели, герметизированные большеобъемные резервуары), правильная эксплуатация которого позволяет решить

те же задачи с меньшими затратами. Это необходимо учитывать при проектировании обезвоживающих установок и рассмотрении вопроса о переводе на режим обессоливания.

§ 5. ОБЕССОЛИВАНИЕ НЕФТИ НА ОБЕЗВОЖИВАЮЩИХ ТЕРМОХИМИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ БЕЗ СНИЖЕНИЯ ИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ

На многих промыслах страны эксплуатируется большое количество обезвоживающих установок, представляющих чаще термохимические установки, режимы обезвоживания на которых характеризуются сравнительно мягкими технологическими параметрами. Остаточное содержание воды в нефти на выходе из установок обычно составляет 0,5—2%, содержание хлористых солей — от 500 до 3000 мг/л.

Однако требования к качеству нефти, поставляемой промыслами на нефтеперерабатывающие заводы, становятся все более жесткими. Для решения задачи существенного улучшения качества нефти обычными методами потребовалось бы строительство целого ряда новых обессоливающих установок или дополнительных обессоливающих блоков на действующих обезвоживающих установках. Все это требует больших капиталовложений. Вместе с тем исследования показали [86, 102, 105], что глубина обезвоживания нефти на существующих установках может быть значительно повышена и это не будет сопровождаться снижением их производительности, а так же не потребует значительных дополнительных капиталовложений. Более того, нефть на этих установках, работающих в комплексе с промысловым товарным парком, может быть обессолена до 30—50 мг/л. Проверка в промышленных условиях возможности работы термохимической установки в режиме обессоливания была осуществлена на Азнакаевской и других ТХУ (рис. 61).

Нефть с промыслов с содержанием воды 20—25% поступала в три технологических резервуара (один РВС-2000 и два РВС-5000), работающих параллельно с использованием дренажной воды УКПН. После предварительного сброса через буферный резервуар РВС-2000 вода направлялась далее на УКПН и ТХУ, работающую в две ступени и имеющую на каждой ступени по два горизонтальных отстойника емкостью по 200 м³, уже с содержанием воды до 5% и солей до 7500 мг/л. Производительность ТХУ по сырой нефти 100 т/ч. На прием сырьевого насоса подавался реагент (сепароль) в виде водного раствора 0,3%-ной концентрации. При обессоливании на II ступень подавалось 5% воды из промышленного водопровода с температурой 15° С. Температура подогрева нефти 40—45° С. Для контроля отбирались пробы нефти из резервуаров товарного парка послойно через 1,5 м сразу после их заполнения, а так же через 6 ч пребывания нефти в резервуаре с момента заполнения (табл. 47).

Введение пресной воды в поток нефти после I ступени и активное ее обессоливание в процессе движения по коммуникациям установки

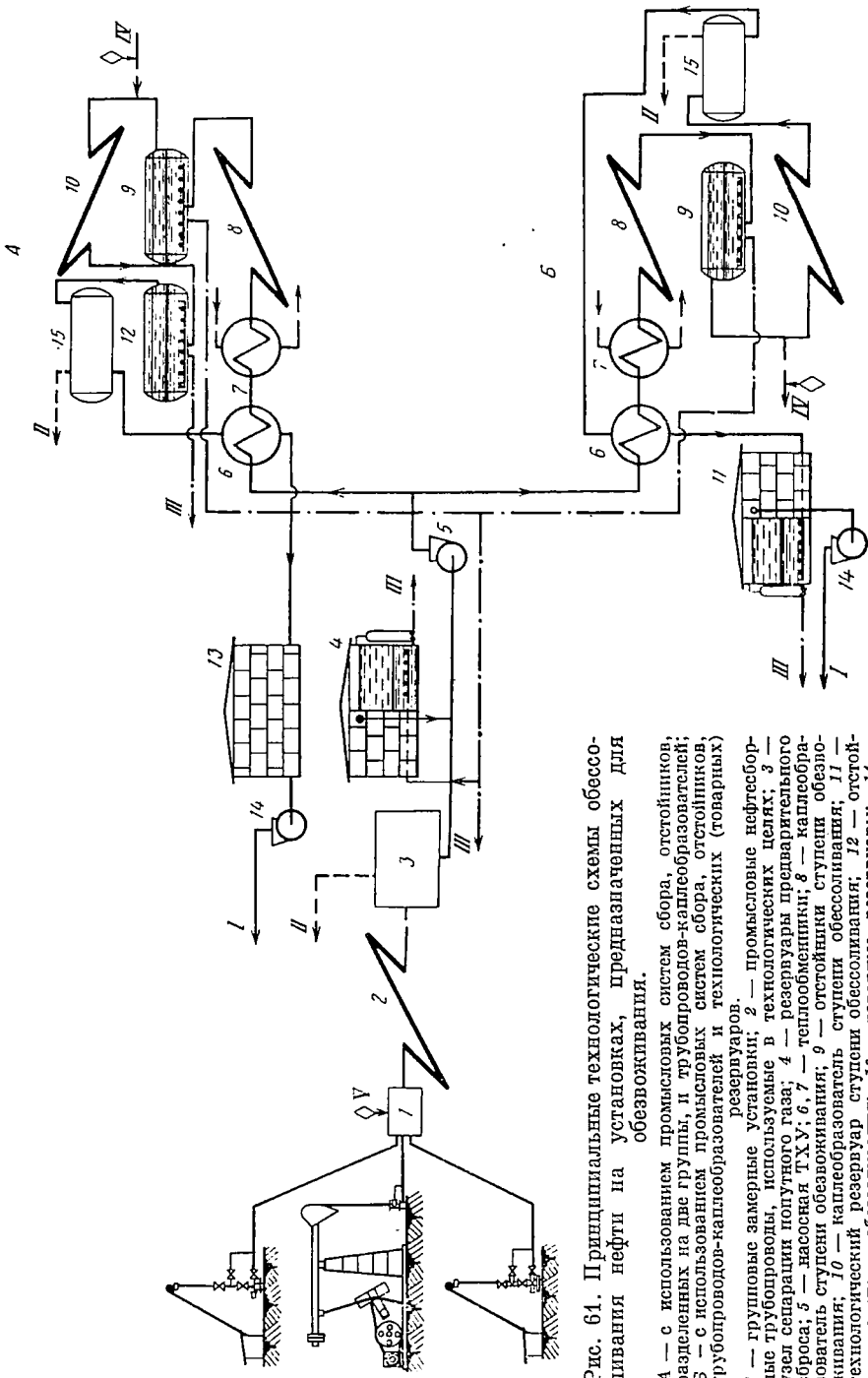


Рис. 64. Принципиальные технологические схемы обессоливания нефти на установках, предназначенных для обезвоживания.

А — с использованием промысловых систем сбора, отстойников, разделенных на две группы, и трубопроводов-каплеобразователей; Б — с использованием промысловых систем сбора, отстойников, трубопроводов-каплеобразователей и технологических (товарных) резервуаров.

1 — групповые замерные установки; 2 — промысловые нефтеборные трубопроводы, используемые в технологических целях; 3 — узел сепарации попутного газа; 4 — резервуары предварительного сбора; 5 — насосная ТХУ; 6, 7 — теплообменники; 8 — каплеобразователь ступени обезвоживания; 9 — отстойники ступени обезвоживания; 10 — каплеобразователь ступени обессоливания; 11 — технологический резервуар ступени обессоливания; 12 — отстойники ступени обессоливания; 13 — товарные резервуары; 14 — насосы внешней перекачки; 15 — узел горячей сепарации.

Линии: I — обессоленная нефть; II — газ на внешний транспорт; III — дренажная вода; IV — ввод реагента и промышленной воды; V — ввод реагента на групповых установках.

Время отбора проб, часы суток	Сырая нефть	Обработанная нефть					
		I ступень ТХУ	Резервуары товарного парка				
	Вода, %		Высота отбора пробы от дна резервуара, см	После заполнения		Через 6 ч	
				Вода, %	Соли, мг/л	Вода, %	Соли, мг/л

Прием нефти с ТХУ в резервуар № 1

20	2,56	Следы	880	0,18	31	Следы	24
22	2,14	0,13	730	0,13	34	0,26	18
24	1,22	0,03	580	0,1	121	0,28	22
2	1,56	—	430	0,12	28	0,28	31
4	1,48	—	280	0,16	66	0,18	30
6	1,52	0,09	130	0,32	225	0,34	18
8	0,57	0,41	40	3,5	5190	0,07	31
10	0,45	0,2	—	—	—	—	—
12	0,49	0,2	170	—	—	—	—
14	0,47	0,06	—	—	—	—	—
16	0,62	0,09	94	—	—	—	—

Прием нефти с ТХУ в резервуар № 4

18	0,74	0,06	—	870	1,15	0,92	31
20	1,84	0,3	226	720	1,38	1,15	25
22	0,9	0,48	—	570	1,61	0,69	183
24	1,15	Следы	340	—	—	—	—
2	0,95	0,14	567	420	1,38	1,15	25
4	1,21	0,24	567	270	1,34	1,15	32
6	1,18	0,34	—	120	1,61	0,9	15
8	1,26	0,34	289	40	90,0	—	—

Примечания. 1. При приеме нефти в резервуар № 1: время заполнения резервуара 20 ч, производительность по сырую 62 т/ч; через 6 ч после заполнения нефть из него откачали на ГС с содержанием 0,03% воды и 36 мг/л солей; расход реагента 38 ч/т; расход промывочной воды 5%.

2. При приеме нефти в резервуар № 4: время заполнения резервуара 17 ч, производительность по сырую 85 т/ч; через 21 ч после заполнения нефть из него откачали на ГС с содержанием 1,15% воды и 84 мг/л солей; расход реагента 38,7 ч/т, расход промывочной воды 5%.

3. Содержание солей в сырой нефти в обоих случаях 500–7500 мг/л.

вплоть до товарного парка, а так же совмещение процессов отмывки солей и отделения воды от нефти с операциями по заполнению резервуаров позволили получить обессоленную до установленных кондиций нефть при сохранении режима и производительности установки.

В табл. 48 приведены результаты работы установки на обычном режиме обессоливания по схеме с двумя ступенями сброса воды из булитов. Работа установки на режиме, исключающем возможность использования в технологических целях эффекта совмещения операций по отмывке солей с другими процессами (товаро-транспортными операциями), характеризуется значительно худшим качеством

Серия опыта	Время отбора проб, часы суток	Сырая нефть вода, %	Обработанная нефть		
			I ступень ТХУ	Выход с ТХУ	
				Вода, %	Вода, %
1	8	2,34	0,39	1,6	109
	10	2,56	0,92	1,15	97
	12	1,83	0,32	2,3	382
	14	2,3	Следы	2,8	146
	16	2,5	2,4	1,84	273
	18	2,5	0,1	2,76	147
	20	2,2	Следы	2,76	90
	2	8	2,78	0,48	2,3
10		5,76	0,69	2,6	109
12		3,56	1,15	3,6	146
14		2,76	0,07	6,0	382
16		2,4	0,42	3,2	137
18		2,5	0,34	0,76	137
20		2,2	1,84	2,76	117
22		2,2	1,38	8,0	1211
24		2,4	0,7	13,0	2241
3		8	1,46	0,05	1,61
	10	1,83	0,5	0,92	113
	12	2,2	0,15	1,84	110
	14	1,57	0,21	2,3	113
	16	1,85	4,4	1,15	164
	18	3,1	1,61	1,15	441
	20	2,3	2,07	15,8	2601

Примечание. Производительность установки по сырью 100 т/ч; расход реагента 40—45 г/т; расход промывочной воды 20—30%.

получаемой обессоленной нефти. Среднее содержание солей в нефти в этом случае намного превышает допустимые нормы (90—2601 мг/л).

О возможности получения обессоленной нефти на обезвоживающей установке без снижения ее производительности свидетельствуют результаты работы Альметьевской ТХУ, эксплуатирующейся как единое целое в комплексе с имеющимся здесь товарным парком (см. рис. 61). Нефть с промыслов обводненностью 50% поступала в два технологических резервуара РВС-5000 под слой дренажной воды, сбрасываемой в них с ТХУ (высота слоя 3—4 м), откуда при остаточном содержании воды 15—30% забиралась сырьевым насосом и подавалась на ТХУ. Установка имела два блока, каждый из которых работал в две ступени. Первый блок имел на первой ступени три, а на второй — пять горизонтальных отстойников емкостью по 80 м³; второй блок имел на каждой ступени по одному шаровому отстойнику емкостью 600 м³. На прием сырьевого насоса подавался реагент оксид-А (30—45 г/т). Обе ступени каждого из блоков работали в режиме обезвоживания, так как на вторые ступени промывочная вода не подавалась. Холодная промывочная вода в количестве 2—4% подавалась в нефть на выходе с установки. Продук-

ция обоих блоков ТХУ направлялась в резервуар РВС-5000, где и осуществлялся сброс дренажной воды. Время пребывания нефти в резервуаре 6—8 ч.

Режимные параметры и качество получаемой нефти при работе установки по этой схеме представлены в табл. 49. Даже при высоком содержании воды в нефти на выходе II ступени (0,29—1,36%) использование в качестве технологической аппаратуры концевых коммуникаций установки и товарного парка позволяет весьма стабильно получать обессоленную до экспортных кондиций нефть.

Т а б л и ц а 49

Производи- тельность по готовой продукции, т/сут	Температура подогрева нефти, °С	Расход реагента, г/т	Сырая нефть Вода, %	I ступень ТХУ	II ступень ТХУ		Готовая нефть	
				Вода, %	Вода, %	Соли, м/л	Вода, %	Соли, м/л
6 637	46	40	30,7	3,0	1,36	1885	0,0	30
5 636	45	48	34,0	2,5	0,54	3500	0,04	29
5 684	46	43	33,3	2,4	0,29	606	0,0	24
6 548	48	41	26,1	2,3	0,25	445	0,07	29
6 237	45	41	28,0	2,7	0,37	687	0,11	29
6 213	45	36	29,7	3,1	0,55	675	0,04	18
5 495	44	45	33,0	3,0	0,32	532	0,04	28
5 912	47	45	24,8	3,2	0,23	501	0,07	30
10 724	44	33	12,7	3,8	0,81	1108	0,07	28
7 421	41	33	20,4	3,1	0,46	541	0,04	18
6 462	42	37	25,5	4,0	0,29	658	0,07	28
10 006	44	38	14,0	3,5	0,31	435	0,05	29

Получить обессоленную нефть возможно и непосредственно на обезвоживающей установке. Производительность ее при этом снижена не будет. Для этого необходимо разделить отстойную аппаратуру на две группы и смонтировать два трубопровода-каплеобразователя: один на I ступени (перед первой группой отстойников), а другой — на II (перед второй группой отстойников). Деление отстойников на две группы возможно за счет уменьшения вдвое времени отстоя эмульсии на I ступени при использовании на ней встроенного трубопровода-каплеобразователя. Применение каплеобразователя на II ступени так же позволяет получить обессоленную нефть при времени отстоя нефти в булитах, вдвое меньшем обычного. По этой схеме на режим обессоливания была переведена Бондюжская ТХУ, работающая на нефти повышенной вязкости, без снижения ее производительности.

Решение этой же проблемы возможно при использовании в технологических целях и промысловых систем сбора. В этом случае каплеобразователь на I ступени может не понадобиться.

УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ (УКПН)

§ 6. РАБОТА УСТАНОВОК В БЛОКЕ С ТОВАРНЫМ ПАРКОМ

Анализ качества нефти в интервале установка—промысловый товарный парк позволил установить ряд резервов смягчения технологических режимов и целесообразность некоторых изменений в технологических схемах типовых установок.

Ниже приведены установки, на которых были осуществлены эти исследования.

Кама-Исмагиловская УКПН

Кама-Исмагиловская УКПН рассчитана на обработку 3,8 млн. т/год нефти. Установка работала по следующей схеме (рис. 62). Нефть с реагентом, подаваемым на прием сырьевого насоса (50—100 г/т

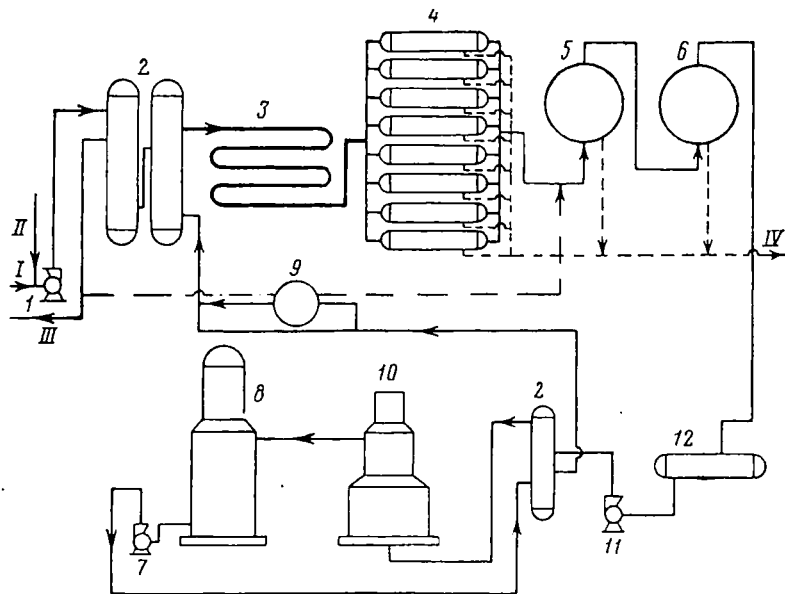


Рис. 62. Принципиальная технологическая схема Кама-Исмагиловской УКПН.

1 — сырьевой насос; 2 — теплообменники; 3 — трубопровод-каплеобразователь; 4—6 — отстойники соответственно I, II и III — ступени; 7 — горячий насос; 8 — колонна; 9 — теплообменники для воды; 10 — печь; 11 — горячий насос; 12 — промежуточная емкость.

дисольвана или сепароля в смеси с 800—1300 г/т НЧК 25% активности), из резервуаров товарного парка после предварительного сброса воды до 15—17% прокачивалась через три концевых холодильника, где нагревалась за счет тепла обессоленной нефти до 60—70° С, в горизонтальные отстойники объемом по 200 м³ (по 8 отстойников на блок). Теоретическое время отстоя в них 4 ч. Затем обезвоженная

нефть поступала в шаровые отстойники (дегидраторы) II и III ступени емкостью по 600 м³ каждый. На правом блоке между теплообменниками и горизонтальными отстойниками I ступени для повышения глубины разрушения эмульсии смонтирован трубопровод-каплеобразователь, представляющий уложенный петлями трубопровод диаметром 250 мм и длиной 420 м. Товарный парк располагал четырьмя резервуарами РВС-5000 под обессоленную нефть. В резервуарах товарного парка в течение товаросдаточных операций осуществлялся дополнительный сброс подтоварной воды. Среднее время заполнения резервуаров 6—10 ч, суммарное время ожидания и замерных операций 8—16 ч, откачка осуществляется 5—8 ч.

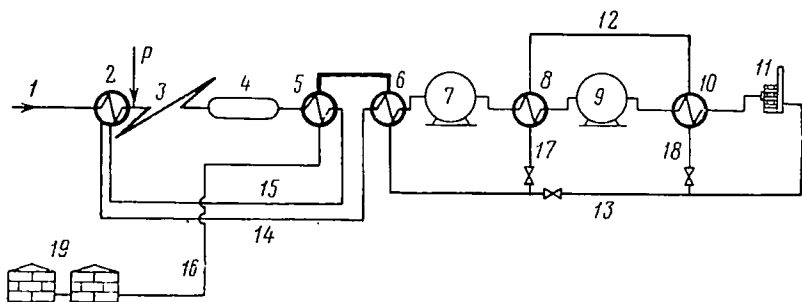


Рис. 63. Вариант технологической схемы обессоливания с теплообменом жидкостей близкого качества.

1 — сырьевая линия; 2, 5, 6, 8 — теплообменники; 3 — трубопровод-каплеобразователь; 4, 7, 9, 10 — отстойники первой, второй и третьей ступеней соответственно; 11 — печь; 12, 13, 14, 15, 17, 18 — трубопроводы подачи горячей нефти к теплообменникам; 16 — отводящий трубопровод; 19 — резервуары товарного парка.

Рассмотрим изменение содержания воды и солей в нефти после III ступени и на выходе из УКПН, с одной стороны, и после проведения товаросдаточных операций в резервуарах товарного парка при различном содержании входных солей — с другой (табл. 50). В целом ряде случаев содержание солей в нефти после III ступени значительно меньше содержания солей в ней на выходе из установки. Это происходит из-за попадания в обессоленную нефть при прохождении холодильников (в связи с их негерметичностью) сырой нефти.

Увеличения содержания солей можно избежать, если теплообменную аппаратуру обвязать так, чтобы уходящая с установки нефть отдавала свое тепло обезвоженной и обессоленной, а не высокообводненной эмульсии, поступающей с промыслов (рис. 63). В этом случае ступень обезвоживания может с успехом работать по схеме, предусматривающей использование в технологическом цикле промысловых систем сбора и горячих дренажных вод.

При работе установки в блоке с товарным парком ухудшение качества нефти на выходе из установки практически не влияет на уровень остаточного содержания солей в нефти, сдаваемой в резервуарах товарного парка (см. табл. 50). Поэтому при сохранении принципа резервуарной сдачи нефти или введении ее в товарные

Сырье		Блоки	Произво- димость, м ³ /ч	Установка				Время, ч	Соли, мг/л					
вода, %	соли, мг/л			I ступень	II ступень	На выходе	заполне- ния			от- жидания откачки	Вода, %			
				Вода, %	Соли, мг/л	Вода, %	Соли, мг/л	Вода, %	Соли, мг/л	Время, ч	заполне- ния	от- жидания откачки	Вода, %	Соли, мг/л
18,5	22 905	I	400—450	1,9	1766	—	—	0,1	71	10	10	8	0,04	39
24,3	22 858	II	420—450	2,23	2690	0,28	60	0,34	104	—	—	—	—	—
		I	420—450	2,70	1810	0,14	306	0,36	305	8	8	6	0,07	37
24,5	28 235	II	360—400	1,54	1832	0,21	287	0,38	172	6	8	7	0,1	50
22	26 680	I	400—480	2,24	3119	—	167	0,4	284	—	—	—	—	—
23,1	24 860	I	420—470	2,37	2801	—	—	0,2	125	6	8	6	0,04	39
		I	430	2,87	3571	0,28	156	0,23	184	6	8	6	0,04	39
25,5	29 298	I	420	1,14	1305	—	—	0,14	74	7	7	6	0,07	26
24,9	31 385	II	410	0,6	883	—	95	0,13	68	5	8	8	0,11	25
26,2	29 491	I	450	1,66	2290	0,21	83	0,2	112	7	8	6	0,04	28
		I	440	2,15	3108	0,21	119	0,16	163	5	6	8	0,04	25
18,7	20 040	I	420	0,31	719	1,67	287	1,88	192	—	—	—	0,11	28
		II	370—420	0,67	1210	0,56	100	0,98	171	—	—	—	0,07	33

резервуары для осуществления последующей откачки исчезает необходимость поддержания на установке жесткого режима, обеспечивающего получение кондиционной нефти «с ходу», связанного с повышенными затратами на тепло, реагент, промывочную воду и т. д. Но однако, не надо думать, что вообще не следует добиваться повышения качества нефти, выходящей непосредственно с установки. Дальше будут рассмотрены варианты технологических схем, позволяющие получить кондиционную обессоленную нефть «с ходу».

В данном случае речь идет лишь о тех установках, которые работают или могут работать в блоке с существующими товарными парками. Работа установки при более мягком режиме в блоке с товарным парком позволяет получить кондиционную нефть при меньших материальных затратах и более простом контроле за работой отдельных блоков, однако она зависит от режима работы стабилизационных колонн и нагревательных печей. Когда стабилизация нефти не предусмотрена, себестоимость обессоливания нефти может быть значительно снижена. Это относится и к технологическим схемам, предусматривающим горячую сепарацию нефти в процессе ее обессоливания. В этих условиях, видимо, целесообразно устанавливать на установках подготовки нефти устройства, отрегулированные на возвращение в технологический цикл некондиционной нефти. Эти устройства должны использоваться для анализа качества нефти и учета ее количества при товаросдаточных операциях. В противном случае это приведет к излишним затратам и вместо снижения себестоимости подготовки нефти будет возрастать.

Сулеевская УКПН

Проектная производительность Сулеевской УКПН 3,6 млн. т/год обессоленной стабильной нефти. Установка состояла из двух одинаковых блоков. Теплообменная аппаратура на установке работала нормально, но кондиционной нефти при работе установки «с ходу» тоже получить не удалось. Однако, в связи с тем что обессоленная нефть попадала затем в резервуары товарного парка, так же как и на Кама-Исмагиловской УКПН, проблема ее обессоливания до установленных норм трудностей не вызвала. Поэтому ниже остановимся в основном на режиме работы товарного парка и влиянии количества солей на возможность качественной подготовки нефти в процессе учетных операций непосредственно в товарном парке.

С целью оценки времени, необходимого для доведения качества нефти до установленных норм, были отобраны пробы нефти по высоте резервуаров для типа ЖБР через 1,5 м и для РВС через 2 м сразу же после их заполнения и через 4 и 8 ч в ожидании откачки. Режим работы резервуаров был постоянным и характеризовался следующими параметрами. Для ЖБР № 1: заполнение 10 ч, замерные операции и выдерживание до откачки 14 ч, откачка 14 ч. Для ЖБР № 2: заполнение 10 ч, замерные операции и выдерживание до откачки 22 ч, откачка 12 ч. При заполнении резервуара № 1 среднее содержание воды и солей в нефти составляло

соответственно 0,76% и 174 мг/л, а резервуара № 2 — 0,97% и 159 мг/л. Об изменении качества нефти с течением времени можно судить по данным, представленным в табл. 51. Среднее содержание солей в нефти сразу же после заполнения резервуара № 1 снизилось почти в 4 раза (со 174 до 47 мг/л), а через 8 ч — в 6 раз. Аналогичная картина наблюдалась и при заполнении и производстве товарных операций с нефтью в резервуаре № 2. Поэтому, не изменяя режима работы резервуаров товарных парков, можно легко получить кондиционную обессоленную нефть в первые 2—4 ч после заполнения резервуаров.

Таблица 51

№ резервуара	Глубина отбора, см	После заполнения		Через 4 ч		Через 8 ч	
		вода, %	соли, мг/л	вода, %	соли, мг/л	вода, %	соли, мг/л
1	На вливе	0,12	39,3	0,30	46,8	0,12	33
	150	0,00	52,0	0,03	37,0	Следы	26,7
	300	0,00	48,0	0,00	39,9	0,12	27,7
	450	0,3	48,6	0,12	34,1	0,12	27,7
2	На вливе	0,12	44,5	0,12	43,9	0,00	49,7
	150	0,54	61,3	0,18	42,8	0,24	34,7
	300	0,6	78	0,00	34,7	0,18	29,5
	450	0,3	60,7	0,18	37,6	0,12	39,9

Примечания. 1. Резервуар № 1. Высота резервуара 688 мм, влива 495 мм, остатка 44 мм; содержание (по ГОСТ) на входе в резервуар воды 0,76%, солей 174 мг/л.
2. Резервуар № 2. Высота резервуара 683 мм, влива 478 мм, остатка 42 мм; содержание (по ГОСТ) на входе в резервуар воды 0,87, солей 159 мг/л.

Это опровергает известные тезисы о том, что для доработки глубоко разрушенной, но некондиционной нефти в резервуарах необходимы многие часы отстоя, вплоть до нескольких суток. Глубокое разрушение эмульсии перед входом в отстойную аппаратуру обеспечивает быстрое отделение воды и солей от нефти независимо от их исходного количества. Однако следует добавить, что трудности, связанные с получением кондиционной нефти на установках «с ходу», обусловлены, как правило, тем, что в отстойную аппаратуру направляется не подготовленная для разделения на нефть и воду эмульсия. Для исключения этого необходимо глубоко разрушать эмульсию еще на подходе к отстойной аппаратуре, используя для этих целей промысловые системы сбора и встроенные трубопроводы-каплеобразователи.

Павловская УКПН

Проектная мощность Павловской УКПН 5,6 млн. т/год обессоленной стабильной нефти. Установка имеет три блока и работает со ступенью предварительного сброса воды в герметизированном варианте, который осуществляется из 12 горизонтальных отстойников объемом по 200 м³ (по четыре в каждом блоке).

Узел работал по следующей технологической схеме. Обводненная нефть поступала с содержанием воды 35—37% со сборных пунктов непосредственно в восемь горизонтальных отстойников перед I и II блоками, а в четыре отстойника III блока — из резервуаров товарного парка. Перед входом в отстойники в сырьевой трубопровод подавалась горячая дренажная вода с I ступени. Как и на Кама-Исмагиловской УКПН, вследствие плохой работы теплообменной аппаратуры содержание солей в нефти на выходе из установки было значительно выше (до 168 мг/л) содержания солей после II ступени. Но при совмещении операций по замеру и сдаче нефти с ее деэмульсацией в товарном парке получали кондиционную обессленную нефть (45 мг/л). Причем высокое качество нефти и в этом случае достигалось в первые 2—4 ч пребывания ее в резервуарах после их заполнения (табл. 52).

Т а б л и ц а 52

№ резервуара	Глубина отбора от влива, см	После заполнения		Через 2 ч		Через 4 ч	
		вода, %	соли, мг/л	вода, %	соли, мг/л	вода, %	соли, мг/л
1	На вливе	0,36	33,5	Следы	36,4	0,18	38,15
	200	0,8	67,6	0,54	42,8	0,12	30,1
	400	1,0	75,7	0,18	31,8	0,3	34,7
	600	0,6	76,87	0,48	62,4	Следы	26,6
	800	0,36	87,9	0,18	38,15	0,12	40,5
2	На вливе	0,03	23,7	Следы	26,0	0,12	24,9
	200	0,0	23,7	0,06	23,7	0,06	23,1
	400	0,0	26,0	0,12	26,6	0,12	17,3
	600	0,12	23,1	0,06	20,8	Следы	19,1
	800	Следы	27,2	0,24	20,8	»	19,1

Примечания. 1. Резервуар № 1. Высота резервуара 1203 мм, влива 1055 мм, остатка 19 мм; содержание (по ГОСТ) на входе в резервуар воды 5%, солей 216 мг/л; перед откачкой воды 0,2%, солей 29,0 мг/л.

2. Резервуар № 2. Высота резервуара 1203 мм, влива 1030 мм, остатка 19 мм; содержание (по ГОСТ) на входе в резервуар воды 4,5%, солей 218 мг/л; перед откачкой воды 0,15%, солей 22 мг/л.

Весьма показательно, что время ожидания откачки практически в 2 раза больше времени пребывания нефти в резервуарах, после которого нефть оказывается кондиционной. Поэтому если отказ от порезервуарной сдачи нефти — шаг безусловно прогрессивный, то целесообразность отказа от использования герметизированных резервуаров в качестве технологических емкостей представляется весьма проблематичной. Так как в технологический резервуар попадает стабильная нефть (в связи с чем проблема потерь практически исчезает), видимо не экономично получать кондиционную нефть непосредственно на установке за счет создания более жестких режимных параметров, например: повышения температуры, расхода

реагента, промывочной воды, применения электрического поля или увеличения числа ступеней. Здесь должны быть еще и другие решения.

Следует также отметить, что так как нагрев высокообводненной нефти, обессоленной в теплообменниках перед I ступенью, в подавляющем большинстве случаев приводит к ухудшению качества уходящей с установки нефти вследствие перетоков сырой нефти в обессоленную, более рациональной является такая схема установки, которая предусматривает взаимный нагрев жидкостей при минимальной разнице в их качестве. Кроме того, высокое содержание солей в нефти на выходе из установок свидетельствует о ее неподготовленности к разделению на обессоленную нефть и дренажную воду и необходимости увеличения времени разрушения эмульсии до ее поступления в отстойную аппаратуру.

Режим работы существующих товарных парков, эксплуатируемых совместно с установкой как единый комплекс, позволяет получать кондиционную обессоленную нефть независимо от содержания солей в нефти (от 80 до 1600 мг/л), поступающей в резервуары, что свидетельствует о высокой эффективности процессов разрушения эмульсии на концевых участках коммуникаций установок и в резервуарах как технологических аппаратах. Следовательно на глубину обессоливания нефти в большей мере влияет не абсолютное содержание в ней солей, а качественное состояние капель и степень разрушенности их бронирующих оболочек. Поэтому применение трубной деэмульсации на подступах к установке должно обеспечить получение обессоленной до установленных кондиций нефти «с ходу» без электрического поля и введения ее для доработки в товарные парки. Это же позволит отказаться от обслуживания II и III ступеней на установках и резко сократить число контрольных анализов качества нефти.

§ 7. РАБОТА УСТАНОВОК С ТРУБОПРОВОДОМ-КАПЛЕОБРАЗОВАТЕЛЕМ

Промышленные исследования по использованию трубопровода-каплеобразователя (к/о) на Кама-Исмагиловской УКПН показали возможность высвобождения из технологического цикла значительной части отстойной аппаратуры при сохранении качества подготовленной нефти без изменения. В процессе исследований с работающим трубопроводом-каплеобразователем последовательно отключались от одного до семи отстойников. Кроме того, был испытан вариант работы установки с четырьмя отстойниками на I ступени и одним шаровым дегидратором (Д) на II ступени (табл. 53).

Применение трубопровода-каплеобразователя позволяет высвободить 50% действующей на УКПН отстойной аппаратуры всех ступеней. Исследования, кроме того, показали, что в принципе всю поступающую на установку нефть можно обработать на одном блоке, на котором смонтирован каплеобразователь, а левый блок можно полностью отключить (см. табл. 53, последние две строки). Это свидетельствует о больших резервах установок по производительности, которые еще не везде в достаточной мере использованы.

Применяемая аппаратура блоков	Производительность, т/ч	Температура, °С	Расход реагента, г/т	Качество сырья		Качество готовой нефти			
				вода, %	соли, мг/л	I ступень		выход	
						вода, %	соли, мг/л	вода, %	соли, мг/л
$\frac{8 \text{ отс.} + D_1 + D_2}{8 \text{ отс.} + D_1 + D_2}$	404 402	10 65	70	20	17 000	0,09 0,12	177 215	0,08 0,51	59 51
$\frac{4 \text{ отс.} + D_1 + D_2}{8 \text{ отс.} + D_1 + D_2}$	403 410	65 63	70	17	1537	0,24 0,35	348 620	0,14 0,33	72 71
$\frac{4 \text{ отс.} + D_1 + D_2}{8 \text{ отс.} + D_1 + D_2}$	381 381	75 70	60	19	12 334	0,18 0,19	240 265	0,12 0,2	61 60
$\frac{4 \text{ отс.} + D_1 + D_2}{8 \text{ отс.} + D_1 + D_2}$	406 406	65 65	59	17	10 726	0,13 0,12	197 191	0,09 0,14	52 54
$\frac{4 \text{ отс.} + D_1 + D_2}{8 \text{ отс.} + D_1 + D_2}$	386 380	68 67	50	18	13 270	0,10 0,07	242 108	0,09 0,11	55 57
$\frac{3 \text{ отс.} + D_1 + D_2}{8 \text{ отс.} + D_1 + D_2}$	375 376	72 69	54	18	12 241	0,10 0,12	204 270	0,05 0,06	53 50
$\frac{2 \text{ отс.} + D_1 + D_2}{8 \text{ отс.} + D_1 + D_2}$	350 420	65 60	57	18	11 324	0,16 0,16	450 240	0,12 0,14	51 71
$\frac{1 \text{ отс.} + D_1 + D_2}{8 \text{ отс.} + D_1 + D_2}$	380 420	60 55	58	18	10 800	0,2 0,14	650 360	0,14 0,27	71 69
$\frac{D_1 + D_2}{8 \text{ отс.} + D_1 + D_2}$	420 420	63 56	50	20	12 000	0,14 0,38	340 770	0,12 0,26	76 94
$\frac{4 \text{ отс.} + D_2}{8 \text{ отс.} + D_1 + D_2}$	400 410	60 56	53	20	11 120	0,15 0,18	495 360	0,12 0,12	77 74
$\frac{4 \text{ отс.} + D_2}{8 \text{ отс.} + D_1 + D_2}$	430 430	59 58	57	18,4	10 116	0,48 0,14	1320 500	0,1 0,12	112 66
$\frac{4 \text{ отс.} + D_1 + D_2}{8 \text{ отс.} + D_1 + D_2}$	380 400	62 60	60	19,5	11 000	0,14 0,62	737 1330	0,12 0,12	165 73
$\frac{7 \text{ отс.} + D_1 + D_2}{8 \text{ отс.} + D_1 + D_2}$	420 400	61 60	59	18	14 000	0,85 2,6	1330 4950	0,14 0,16	119 184
$\frac{7 \text{ отс.} + D_1 + D_2}{8 \text{ отс.} + D_1 + D_2}$	810 805	65 56	53 52	14,3 14,8	11 910 12 000	0,14 0,21	390 400	0,15 0,2	50 52

Примечание. В числителе указан правый блок, в знаменателе — левый (рис. 62).

§ 8. РАБОТА УСТАНОВОК ПО СХЕМЕ ОБЪЕДИНЕННЫХ СТУПЕНЕЙ

Эффективность установок, работающих в три ступени, можно повысить путем их перевода на работу в две ступени: объединением первых двух ступеней в одну со сбросом дренажной воды из аппаратуры бывшей II ступени. В этом случае кроме улучшения работы установки в целом I ступень фактически выпадает из комплекса оборудования, требующего тщательного контроля со стороны обслуживающего персонала, что облегчает и упрощает на ней работу. Принципиальная возможность работы установок по этой схеме была показана рядом экспериментов по обессоливанию нефти термохимическим методом в три ступени без сброса дренажных вод с I ступени (табл. 54).

Т а б л и ц а 54

Нефть	При сбросе воды		Без сброса воды	
	вода, %	соли, мг/л	вода, %	соли, мг/л
Кама-Исмагиловская	0,24	48	0,12	106
Сулеевская	0,24	69	0,36	124
Тихоновская	0,12	77	0,24	77
Миннибаевская	0,12	84	0,24	84
Карабашская	0,36	110	0,12	137
Павловская	0,1	112	0,6	110
Азнакаевская	0,12	110	0,24	106

Как видно, смешение нефти II ступени с выделившейся на I ступени водой к ухудшению результатов при обессоливании не приводит.

Результаты этих исследований послужили основой для проведения промышленных испытаний на Сулеевской УКПН технологической схемы, предусматривающей сброс дренажной воды только со II объединенной ступени. Установка работала при производительности 4 млн. т/год нефти, температуре в теплообменниках 40—70° С, в печи 105—110° С. Содержание на входе на установку: воды 17%, солей до 30 000 мг/л; на выходе с установки: воды 0,3%, солей 200 мг/л.

При работе установки в обычном режиме стабильную нефть (до содержания солей 50—60 мг/л) можно было получить лишь в результате дополнительного отстоя в резервуарах товарного парка в течение 24 ч. В процессе испытаний (в течение 20 дней) осуществлялся контроль за содержанием остаточной воды и солей в нефти после II ступени, на выходе из установки и в резервуарах товарного парка. Было установлено, что ходовые анализы по остаточному содержанию воды и солей в нефти резко улучшились (0,1—0,2% воды и 60 мг/г солей). Наряду с улучшением качества обра-

ботанной нефти и экономией реагента стало проще осуществлять технологический режим работы установки, так как при этом отпала необходимость в контроле за работой I ступени.

§ 9. РАБОТА ОБЕССОЛИВАЮЩИХ УСТАНОВОК В БЛОКЕ С ПРОМЫСЛОВОЙ СИСТЕМОЙ СБОРА

Поддержание стабильного технологического режима подготовки нефти на промысловых обессоливающих комплексах и улучшение качества товарной нефти являются наиболее серьезными задачами в добыче нефти. Особенно остро стоит проблема получения кондиционной товарной нефти непосредственно с установок без дополнительного отстоя в товарных парках и задалживания резервуаров в технологических целях.

Так как глубина обессоливания нефти на II и III ступенях установок в большей мере зависит от степени разрушенности бронирующих оболочек на каплях пластовой воды и их размеров, чем от абсолютного количества «входных» солей и воды, для решения проблемы обессоливания нефти «с ходу» на обессоливающие ступени необходимо направлять глубоко разрушенные эмульсии.

Один из резервов для достижения этой цели — перевод обессоливающих установок на режим работы по совмещенной схеме в блоке с промысловыми системами сбора, которые имеют ббльший «запас» технологического времени, чем установки.

Бавлинская ЭЛОУ-1

В товарный парк при ЭЛОУ-1 поступало около 5800 т/сут угленосной нефти обводненностью 30—34%. Общее время ее движения по промысловым коммуникациям 5—8 ч, скорость движения на различных участках сборного трубопровода изменялась от 0,8 до 1,3 м/с, а число Рейнольдса—от 4000 до 6000. С целью включения в технологическую схему части сборных трубопроводов промысловой системы сбора на головных участках трубопровода насосами-дозаторами типа НДУ-50/150 был подан дисолван 65%-ной концентрации 20 г/т обрабатываемой жидкости. Разрушенная в трубопроводах угленосная эмульсия поступала в работающий транзитом технологический резервуар (распределительного устройства для равномерного ввода жидкости в резервуаре не было), где обезвоживалась до содержания воды 10—15%. Далее нефть направлялась на ЭЛОУ для обезвоживания и обессоливания (рис. 64). Результаты исследований работы ЭЛОУ в комплексе с промысловой системой сбора и без нее представлены на рис. 65.

Анализ работы ЭЛОУ за два месяца показал, что качество получаемой на ней нефти значительно различается. При работе установки без промысловых систем сбора характерен неустойчивый режим работы и низкое качество получаемой нефти: содержание солей в нефти после электродегидраторов колебалось от 40 до 450 мг/л (см. рис. 65);

наибольшее число анализов показало содержание солей 100—150 мг/л. Коэффициент неустойчивости процесса K_n составил 5,86 ($K_n = \frac{C_{\max}}{C_{\min}}$, где C_{\max} и C_{\min} — максимальное и минимальное содержание солей в нефти в течение суток соответственно).

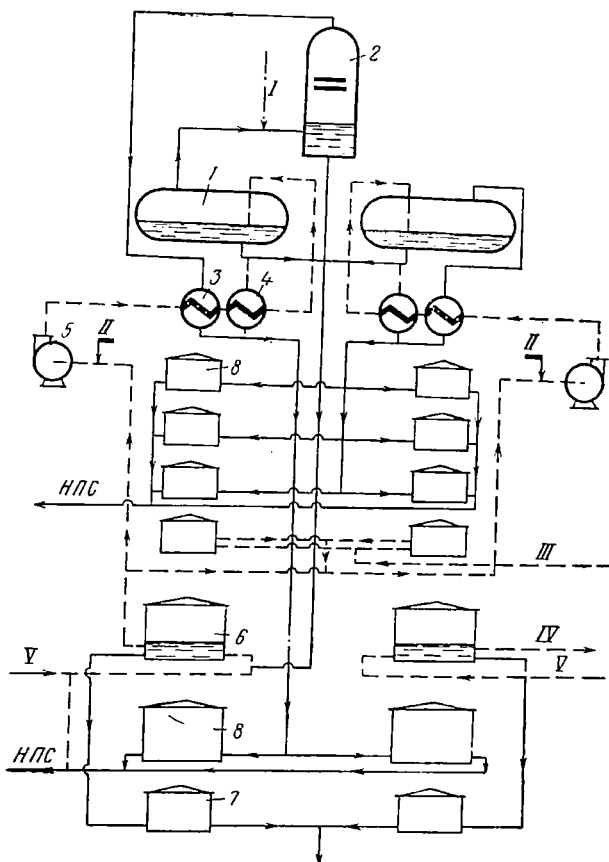


Рис. 64. Технологическая схема ЭЛОУ-1.

1 — отстойник (3 шт.); 2 — электродегидратор (4 шт.); 3 — теплообменник; 4 — пароподогреватель; 5 — сырьевой насос; 6—8 — резервуары соответственно сырьевой, с дренажной водой, товарной нефти.

Линии: I — промывочная вода; II — реагент; III — нефть; IV — нефть на установку; V — нефть с промысла; VI — НПС.

При использовании в технологических целях промысловых трубопроводов установка работала в устойчивом режиме. Среднее содержание солей в нефти на выходе из электродегидраторов за время испытаний, по данным ходовых анализов, снизилось по сравнению с исходным в три раза (до 48 мг/л) и почти достигло требований ГОСТ.

Коэффициент неустойчивости процесса K_H в этом случае был равен всего лишь 1,89.

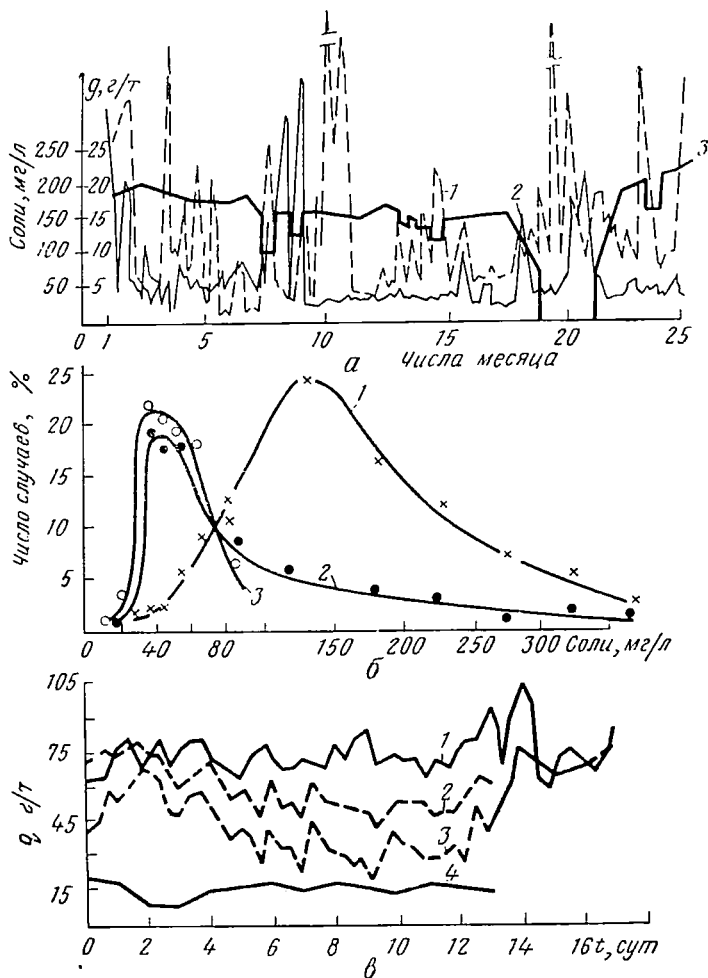


Рис. 65. Глубина обессоливания и расход реагента при работе ЭЛОУ на различных режимах.

а — содержание солей в нефти после электродегидраторов: 1 — до подачи реагента 4411 на ГУ; 2 — при подаче реагента на ГУ; 3 — среднесуточный расход реагента на ГУ; б — кривые распределения качества нефти: 1 — без подачи реагента на ГУ; 2 — при периодической подаче реагента на ГУ; 3 — при стабильной подаче реагента на ГУ; в — расход реагента: 1 — на установке при работе на обычном режиме; 2 — суммарный (на установке и на ГУ); 3 и 4 — раздельно на установке и на ГУ при одновременной дозировке.

Введение обессоленной нефти в товарные резервуары при их заполнении позволяет не только быстро сбросить оставшуюся пресную воду, но и получить глубоко обессоленную, более высокого качества нефть. Так, среднее содержание воды и солей в нефти после

заполнения РВС-5000 и подготовки его к откачке за период исследований составило: воды — следы, солей 20 мг/л.

Прекращение подачи реагента на промыслах (7—9 и 17—21 числа) и отключение из технологического цикла промысловых систем сбора сразу же сказалось на качестве нефти, которое резко ухудшилось, хотя на установке продолжали дозировать реагент в таком же количестве, как и до подключения в работу промысловых систем сбора.

Сравнивая три кривых распределения (1—3), соответствующие трем режимам работы установки (см. рис. 65, б), можно сделать вывод о том, что третий режим обеспечивает наиболее устойчивую работу ЭЛОУ при высоком качестве подготовленной нефти и поэтому является наиболее рациональным. Увеличение расходов реагента на установке до уровня, равного сумме расходов реагента на установке и на объектах промысловых систем сбора, к улучшению качества обессоливания нефти не привело.

Включение трубопроводов в технологический цикл повышает эффективность работы установок; исключение их из технологического цикла неизбежно ведет к отрицательным последствиям, так как в этом случае в трубопроводах формируется стойкая эмульсия. Отсюда следует, что все существующие установки подготовки нефти, включая обезвоживающие и обессоливающие, необходимо повсеместно перевести на работу по совмещенной схеме.

Расход реагента на блоке обессоливания был равен: без использования трубопроводов в цикле подготовки нефти 70—80 г/т, при включении промысловой системы сбора в технологический цикл 35—40 г/т. Содержание солей в обоих случаях не превышало 100 мг/л. Наиболее эффективное разрушение угленосных эмульсий в трубопроводах и затем на установке отмечено при дозировке реагента 20—25 г/т по III варианту.

В процессе исследований расход реагента на ЭЛОУ постепенно снижали (см. рис. 65, в).

В отдельные дни средний расход реагента на блоке обессоливания уменьшали до 38—33 г/т; среднее содержание солей на выходе с ЭЛОУ при этом снижалось до 65 мг/л.

Суммарный расход реагента в этом случае (на установке и промыслах) составил 55—60 г/т. При суммарной дозировке реагента по III варианту (на ДНС-1, ГЗНУ-98 и 494, и ЭЛОУ) 55—60 г/т содержание солей в нефти по ходовым анализам составляло 60—80 мг/л, т. е. было на 20—40% ниже, чем при обычном режиме работы ЭЛОУ.

При повышении расхода реагента на установке без использования в технологических целях промысловых систем сбора до 100 г/т была получена нефть с содержанием солей 80—100 мг/л. Следовательно, повышение расхода реагента на ЭЛОУ без использования промысловых систем сбора в технологических целях к улучшению качества обессоленной нефти на выходе из установки практически не приводит.

§ 10. ИЗМЕНЕНИЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО РЕЖИМА НА УСТАНОВКАХ

Теоретические предпосылки формирования рационального технологического процесса деэмульсации нефти требуют соблюдения определенных закономерностей в режиме движения эмульсии по технологическим узлам установок: уровень турбулентности потока

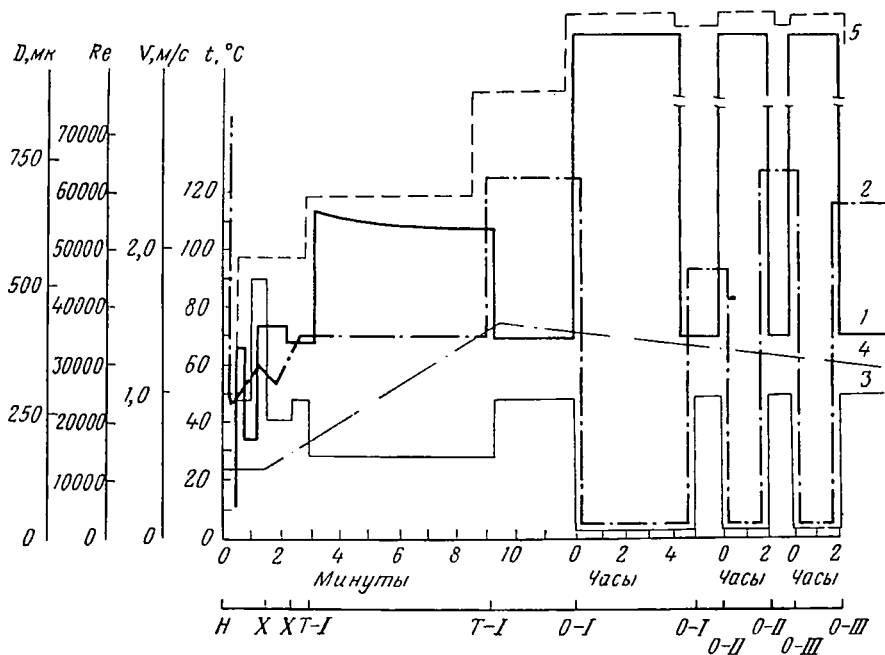


Рис. 66. Термодинамическая характеристика потока в коммуникациях Кама-Исмаглювской УКПН и идеализированной установки.

1—4 — изменение диаметра капель, Re, скорости потока и температуры соответственно;
5 — необходимое изменение диаметра капель.
Н — насос; X — холодильник; T — теплообменник; O—I, O—II, O—III — отстойники;
Н—X, X—X, X—T и т. д. — время движения эмульсии в оборудовании и связующих их трубопроводах.

от сырьевого насоса к водоотделительной аппаратуре должен снижаться. Это обуславливает возможность систематического укрупнения капель вплоть до расслоения потока на нефть и воду. Одно из частных требований состоит в том, что при деэмульсации стойких эмульсий необходимо обеспечить одно- или многократное дробление укрупнившихся капель пластовой воды, содержащих раствор реагента. Это позволит создать в потоке большое количество центров коалесценции.

Рассмотрим, насколько отвечает этим требованиям режим движения эмульсии в технологическом оборудовании реальных установок. Поскольку вопрос о нем ранее не поднимался и в проектах не учитывался, трудно ожидать больших совпадений (рис. 66). Режим движения

эмульсии на Кама-Исмагиловской УКПН от сырьевого насоса до выкида из отстойной аппаратуры изменялся одиннадцать раз самым произвольным образом. Соответственно изменялись и критические размеры капель, которые могли существовать в потоке. Так, в трубопроводе на выходе из насоса в потоке могли существовать капли диаметром около 300 мк, в подводящем коммуникационном трубопроводе перед холодильниками — только 170 мк, в холодильниках 360 мк, в выкидном трубопроводе холодильника 320 мк, в теплообменнике 625 мк. В подводящих коммуникациях перед отстойниками капли снова испытывают тенденции к дроблению; укрупнившиеся в теплообменниках до 625 мк, они оказываются снова раздробленными перед входом в отстойники до 320 мк.

В отстойниках капли могут принимать какие угодно большие размеры. При нормальном режиме их работы, когда невозможно увлечение потоком крупных капель дренажной воды, дополнительная турбулизация в трубопроводе, связывающем первую и вторую ступени, будет играть положительную роль (при обессоливании). Вопрос состоит лишь в том, какой уровень турбулентности приемлем. Это зависит от размеров капель, поступивших с нефтью из предыдущей ступени.

Во всех случаях трубопровод, связывающий ступени на участке после смешительного клапана, должен выполнять функцию каплеобразователя, т. е. режим движения в нем эмульсии должен обеспечивать возможность коалесценции капель. В качестве оптимального в этом интервале может быть принят режим, характеризуемый числами Рейнольдса 5000—10 000. В самих отстойниках скорость потока может быть повышена в несколько раз. В данном случае отделение воды от нефти в отстойной аппаратуре осуществлялось при $Re = 980$. Ведение этого процесса возможно и при $Re > 3000—5000$.

Не лучшими оказались термодинамические режимы на Сулеевской, Павловской, Миннибаевской и других обследованных УКПН. Во всех случаях коммуникации, связывающие насосы с теплообменной и отстойной аппаратурой, и теплообменная аппаратура ограничивают возможность укрупнения капель.

Идеализированная схема режима движения эмульсии в технологической аппаратуре установок, выраженная через критические диаметры капель, применительно к Кама-Исмагиловской УКПН была представлена на рис. 66.

Более широкая оценка характера разрушения эмульсии после введения реагента по пути ее движения от сырьевых насосов до отстойной аппаратуры на Кама-Исмагиловской, Сулеевской и Тихоновской УКПН может быть сделана на основе данных табл. 55.

Как и ожидалось, глубина разрушения эмульсий по пути движения от сырьевых насосов до отстойников во всех случаях резко увеличивалась. Несмотря на то что расстояние от точки ввода реагента до отстойников на Сулеевской УКПН было меньше, чем на Кама-Исмагиловской установке, глубина обезвоживания на ней оказалась гораздо выше. Это объясняется тем, что сулеевская эмульсия является

№ проб	Место отбора проб	Расстояние от точки ввода реагента до места отбора проб, м	Содержание остаточной воды, %	Глубина обезвоживания, %
--------	-------------------	--	-------------------------------	--------------------------

кама-исмагилловская эмульсия

1	До насоса	0	14,4	0
2	После насоса	10	10,4	27,8
3	После теплообменников	111	4,0	72,1
4	Перед первым отстойником	249	4,0	72,1
5	Перед восьмым отстойником	310	0,96	93,3

сулеевская эмульсия

1	До насоса	0	11,2	0
2	После насоса	5	3,6	67,8
3	После теплообменников	91	0,24	97,9
4	Перед первым отстойником	206	0,0	100,0
5	Перед четвертым отстойником	233	0,36	96,8

тихоновская эмульсия

1	Сырье без реагента	—	17,6	0,0
2	Перед холодильником	—	18,4	0,0
3	После теплообменников	15	12,0	31,9
4	Перед отстойником	100	5,6	68,2

менее стойкой и разрушается несколько легче, чем кама-исмагилловская. В ряде случаев она способна расслаиваться на нефть и воду только при нагревании.

Несколько иная картина сложилась на Тихоновской УКПН, в эмульсии которой произошли менее глубокие изменения, чем в первых двух случаях. Здесь глубина обезвоживания нефти перед поступлением в отстойники I ступени достигла 68%, а остаточное содержание воды в нефти 5,6%.

Результаты этих исследований можно считать вполне закономерными, если учесть, что в отличие от Кама-Исмагилловской и Сулеевской УКПН точка подачи реагента на Тихоновской установке перенесена непосредственно к теплообменной аппаратуре. Поэтому время движения обработанной реагентом эмульсии по сравнению с предыдущими случаями сократилось почти в три раза. Относительно низкая глубина обезвоживания тихоновской эмульсии в исследуемом интервале коммуникаций, естественно, осложняет последующую работу отстойной аппаратуры, что в конечном счете сказывается на качестве ходовых анализов нефти после I ступени.

Таким образом, движение эмульсии в смеси с реагентом по коммуникациям установок в интервале насос — отстойник во всех

случаях сопровождается глубоким разрушением эмульсии, обеспечивающим последующее эффективное отделение воды от нефти. Эффективность разрушения эмульсии по пути ее движения на участке от теплообменников до отстойной аппаратуры I ступени на «горячем» и «холодном» участках различна. «Горячий» участок коммуникаций (теплообменники — отстойники) более эффективный, чем его «холодная» часть (от насосов до теплообменников). Однако интенсивное разрушение эмульсии при ее совместном движении с реагентом имеет место в коммуникациях установки и при низких температурах, что и говорит о целесообразности выноса точек подачи реагента на товарные парки и промысловые системы сбора. Кроме этого в целях улучшения работы установок по подготовке нефти необходимо в первую очередь правильно рассчитать режим движения эмульсии от насосов до отстойной аппаратуры и обеспечить укрупнение капель-пластовой воды перед входом в отстойную аппаратуру за счет применения каплеобразователей.

ДЕЭМУЛЬСАЦИЯ НЕФТИ В ИНТЕРВАЛЕ ПРОМЫСЛОВЫЙ ТОВАРНЫЙ ПАРК — ГОЛОВНЫЕ СООРУЖЕНИЯ

§ 1. ИССЛЕДОВАНИЯ В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ

Практически во всех нефтедобывающих районах страны промысловые товарные парки связаны с головными сооружениями развитой сетью нефтепроводов. В процессе движения нефти по трубопроводам в этом интервале деэмульсация ее автоматически продолжается, что выражается в дальнейшем разрушении глобул пластовой воды, их укрупнении и даже расслоении потока на нефть и воду. Это создает предпосылки для быстрого и эффективного сбрасывания отделившейся воды в резервуарах головных сооружений и решения задачи глубокого обезвоживания нефти практически без дополнительных капитальных затрат [87, 89, 90, 92, 83, 97]. Исследования в промышленных условиях по приему обезвоженной на промыслах нефти были проведены на Альметьевских головных сооружениях. После замера остаточного содержания воды в нефти на промысловом товарном парке и прокачки ее по трубопроводам отбирались пробы на входе в соответствующие железобетонные резервуары (ЖБР) Альметьевских головных сооружений (АГС), а также по вертикальному сечению резервуаров непосредственно после их заполнения и в течение 6—8 ч через каждые 2 ч. Из представленных в табл. 56 данных видно, что в товарный парк Альметьевских головных сооружений поступала глубоко разрушенная эмульсия. Содержание воды в пробах нефти, отобранных на входе в резервуары после транспортирования по трубопроводу в интервале Кичуйский товарный парк — Альметьевские головные сооружения (длина трубопровода 28 км, время движения нефти 11 ч), изменялось от 0,21% до 0,03%, а на Кичуйском товарном парке эта нефть была принята с остаточным содержанием балласта 1,7%.

Дальнейшими анализами установлено, что разрушение эмульсии в процессе движения по трубопроводу оказалось настолько глубоким, что вода отделялась от нефти в первые часы ее пребывания в резервуаре: после заполнения резервуара вода настолько быстро отделялась от нефти, что последняя оказывалась практически безводной по всей высоте резервуара в течение первых же 2 ч с момента его заполнения.

Аналогичные результаты были получены и при анализе нефти, поступающей в резервуары головных сооружений по трубопроводам из Азнакаевского, Карабашского, Альметьевского, Миннибаевского,

Товарный парк, из которого ведется откачка	Содержание воды в откачиваемой нефти, %	№ резервуара, принявшего нефть на АГС	Глубина отбора проб от зеркала разлива, см	Содержание воды в резервуарах (в %) при времени отстоя, ч			
				0	2	4	6
Кичуйский	1,7	1	150	0,06	0,06	0,03	—
			300	0,09	0,12	0,03	—
			445	0,09	0,06	0,09	—
			Ходовая проба По ГОСТ	0,03	0,21	0,18	0,3
Альметьевский, Миннибаевский	0,61	2	150	0,03	0,03	0,06	—
			300	0,24	0,06	0,03	—
			352	0,12	0,06	0,06	—
			Ходовая проба По ГОСТ	0,27	0,18	0,0	Следы
			—	—	0,15	0,09	—

Примечание. Трубопровод АТП-АГС-II длиной 4 км. Время движения 0,7 ч. Трубопровод МТП-АГС-II длиной 15 км. Время движения 47,5 ч.

Северо-Альметьевского и Тихоновского товарных парков. Характерно, что в процессе этих исследований глубокое обезвоживание нефти было достигнуто без специальной обработки эмульсии реагентом в трубопроводах. Процессы разрушения эмульсии в этих случаях продолжались за счет путевых эффектов в присутствии остаточного реагента, находящегося в нефти после ее обезвоживания на промысловых установках. Введение дополнительного количества реагента (20 г/т) в откачиваемую нефть на промысловых товарных парках к существенному улучшению результатов практически не приводило (табл. 57).

Т а б л и ц а 57

Товарный парк, из которого ведется откачка	Содержание воды в откачиваемой нефти, %	№ резервуара, принявшего нефть на АГС	Глубина отбора проб от зеркала разлива, см	Содержание воды в резервуарах (в %) при времени отстоя, ч			
				0	2	4	6
Кичуйский	1,03	1	179	0,09	0,24	0,15	0,15
			384	0,30	0,09	0,4	0,09
			382	0,03	0,21	Следы	—
			436	0,4	0,3	0,03	0,15
			470	0,30	0,03	0,3	0,03
			По ГОСТ	0,5	0,09	0,3	0,6
Карабашский, Азнакаевский	0,40	2	180	0,03	0,0	0,03	Следы
			330	0,09	0,06	0,03	0,6
			402	2,7	0,0	0,0	0,6
			475	0,09	0,0	0,03	0,9
			505	0,09	—	0,06	0,9
			По ГОСТ	0,15	0,3	0,3	—

Примечание. Содержание воды в нефти, откачиваемой на Горьковский НПЗ 0,77% в резервуаре № 1 и 0,57% в резервуаре № 2. Откачка из товарных парков осуществляется одновременно.

Это свидетельствует о том, что даже при значительных расходах реагента для осуществления глубокого обезвоживания на промысловых установках не доставало воздействия двух факторов: интенсивной турбулизации эмульсии и времени. А именно действие этих факторов при последующей транспортировке эмульсии по трубопроводам обеспечивает достигаемый эффект. Однако высокая эффективность процессов разрушения эмульсии в трубопроводах при ее транспорте на головные сооружения во многих случаях не используется, так как резервуары товарных парков головных сооружений плохо приспособлены для сброса отделившейся пластовой воды. Здесь зачастую нет ни современных очистных сооружений, ни объектов утилизации сточных вод. Технология заполнения и опорожнения резервуаров также не позволяет осуществить непрерывный сброс пластовых вод, так как эти процессы осуществляются по одному и тому же вводу, и отделившаяся от нефти вода при откачке захватывается насосами в первые же минуты их работы и направляется вместе с нефтью на нефтеперерабатывающие заводы. Из данных, приведенных в табл. 56 и 57, видно, что на всех головных сооружениях после заполнения резервуаров качество нефти оказывалось довольно высоким, и содержание воды в ней составляло 0,1—0,2%. Однако в Горьковском направлении (см. табл. 57) откачивалась нефть с содержанием воды 0,57—0,77%.

Аналогичная картина сложилась при анализе нефти, которая была получена при использовании в технологических целях товарных парков Бавлинских, Карабашских, Азнакаевских и Ромашкинских головных сооружений в зимний период (табл. 58). В результате проведенных исследований становится ясной бессмысленность строительства и эксплуатации многих термохимических обезвоживающих установок, на которых нефть в технологическом цикле может находиться не более 2—3 ч, так как по условиям приемо-сдаточных операций обезвоженная нефть выдерживается в резервуарах (включая и период заполнения) в 5—6 раз дольше.

В этом случае гораздо целесообразнее после подогрева и горячей сепарации газа для устранения потерь легких фракций направить нефть непосредственно в резервуары, где и осуществить сброс пластовой воды. Причем в подавляющем большинстве случаев температура подогрева нефти может быть снижена с 60 до 40° С. Из табл. 58 видно, что смесь нефти, откачанной в зимних условиях с Лениногорского и Карабашского товарных парков на Карабашские головные сооружения, содержала 15,34% воды. После операций по приему-сдаче и сбросу отделившейся воды в резервуаре № 1 среднее содержание воды в нефти оказалось 2,7%. Все это имело место при сравнительно низкой температуре нефти (31° С).

Глубоко обезвоженная нефть может быть получена на всех исследованных головных сооружениях даже при температуре нефти 5—10° С.

Увеличение температуры нефти до 18—26° С позволит в подавляющем большинстве случаев получить практически безводную нефть.

№ п/п	Головные сооружения, принявшие нефть	Промысловый товарный парк, откачавший нефть	Содержание воды в нефти, откачанной из промыслового товарного парка, %	№ резервуара	Температура, °С		Глубина отбора пробы от зеркала влива, см	Содержание в нефти после заполнения резервуаров	
					воздуха	нефти		воды, %	солей, мг/л
1	Карабашские	Ленингорский, Карабашский	15,34	1	-11	+31	10	2,4	4902
							245	2,6	4946
							480	2,6	5014
							715	2,8	5528
2	Бавлинские	Карабашский	1,2	2	-5	+10	945	3,4	6580
							10	0,03	—
							180	0,18	—
							350	0,21	—
							520	0,21	600
3	Бавлинские	Бавлинский	0,8	3	-28	+5	655	0,4	—
							680	98	—
							10	0,21	—
							280	0,3	600
							580	0,78	—
4	Азнакаевские	Азнакаевский	0,98	4	-17	+14	830	48	—
							10	—	—
							230	0,21	357
							550	0,21	380
							770	0,3	469
5	Азнакаевские	Чишминский, Сулеевский	1,65	5	-12	+6	850	0,3	514
							870	99	—
							10	0,27	—
							180	0,27	—
							320	0,4	—
6	Азнакаевские	Азнакаевский	3,0	6	-16	+14	470	0,6	—
							620	0,6	—
							636	90	—
							10	1,8	2284
							225	1,8	2351
	440	1,6	2396						
	655	1,8	2396						
	840	1,8	2441,0						

Примечание. Резервуар № 1: высота резервуара 1161 см, высота влива 945 см; время заполнения 6 ч, время ожидания откачки 5 ч; спущено воды 128 см. По акту содержание воды 2,34%. Длина трубопровода 8 км. Резервуар № 2: высота резервуара 1191 см, высота влива 687 см; время заполнения 6 ч, время ожидания откачки 1 ч. Длина трубопровода 68 км. Время движения 22 ч. Резервуар № 3: высота резервуара 1149 см, высота влива 836 см, время заполнения 7 ч, время ожидания откачки 8 ч. Длина трубопровода 3,5 км. Резервуар № 4: высота резервуара 1178 см, высота влива 877 см; время заполнения 8 ч, время ожидания откачки 3 ч. Длина трубопровода 2,9 км. Резервуар № 5: высота резервуара 848 см, высота влива 637 см; время заполнения 7 ч, время ожидания откачки 6 ч. Длина трубопровода 46 км. Время движения 11,9 ч. Резервуар № 6: высота резервуара 1190 см, высота влива 863 см; время заполнения резервуара 12 ч. По акту содержание воды 2%, солей 5000 мг/л. Длина трубопровода 2,9 км.

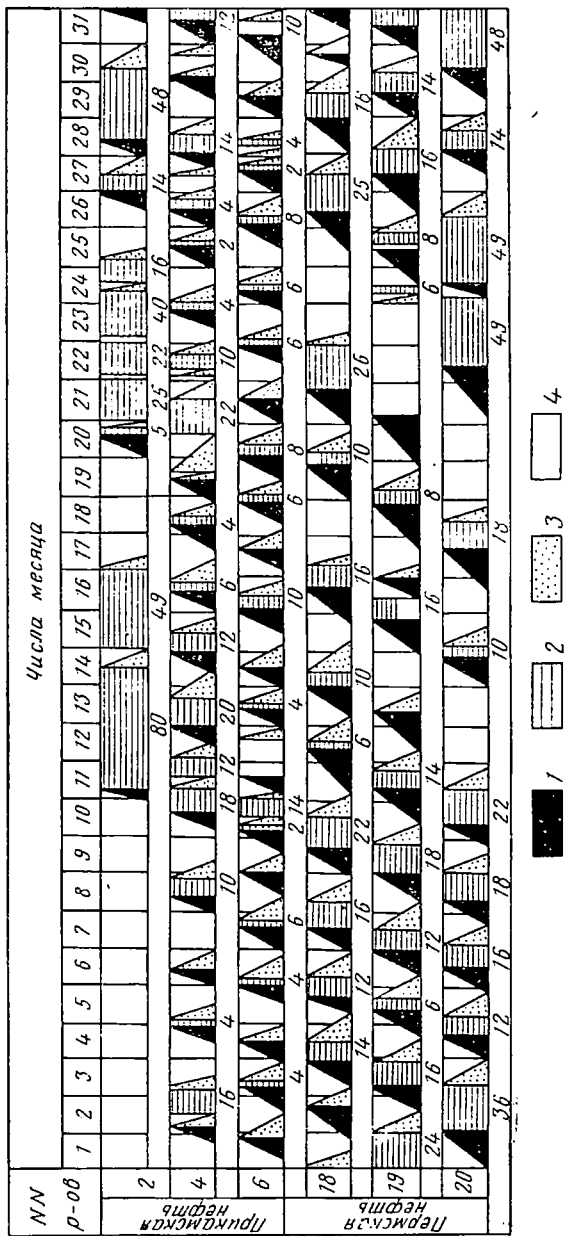


Рис. 67. Режим работы товарных парков Альметьевских головных сооружений.

При проведении некоторых технических мероприятий общее содержание солей в нефти, отправляемой на нефтеперерабатывающие заводы уже давно могло быть снижено до 300 мг/л, что дало бы стране огромный экономический эффект.

Таким образом, промышленные испытания полностью подтвердили правильность теоретических предпосылок и показали, что при движении обезвоженной на промыслах нефти в нефтепроводах от промысловых товарных парков до головных сооружений процесс разрушения эмульсии продолжается с высокой степенью интенсивности благодаря путевым гидродинамическим эффектам. Это означает, что использование промысловых трубопроводов и резервуаров головных сооружений в качестве технологических аппаратов и совмещение процессов транспорта, приема и сдачи нефти с ее деэмульсацией позволяет решить проблему глубокого обезвоживания нефти (остаточное содержание воды не более 0,2%) как в летний, так и в зимний периоды при незначительных капитальных затратах и без строительства дополнительных установок по подготовке нефти. Режим работы товарных парков всех головных сооружений Татарии позволяет осуществлять это.

На рис. 67 приведены данные о режиме работы резервуаров Альметьевских головных сооружений, откуда видно, что время ожидания откачки после заполнения резервуаров в подавляющем большинстве случаев более чем достаточно для осуществления операций по сбросу отделившейся в подводящих трубопроводах воды и изменяется от 4 до 14 ч. Для этого лишь необходимо, чтобы резервуары были оборудованы соответствующими устройствами, позволяющими осуществлять сброс воды быстро и эффективно.

§ 2. ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА НЕФТИ В ТОВАРНЫХ ПАРКАХ ГОЛОВНЫХ СООРУЖЕНИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Совмещение товаро-транспортных операций с улучшением качества нефти на головных сооружениях магистральных нефтепроводов, расположенных на территории Татарии, получило широкое распространение и дает значительный эффект. На всех головных сооружениях Управления северо-западными магистральными нефтепроводами осуществляются операции по сбросу балласта и улучшению качества поступающей на них нефти как в металлических, так и в железобетонных резервуарах. В крупном промышленном масштабе эти операции отрабатывались на Азнакаевских, Набережно-Челнинских и других головных сооружениях.

Резервуарный парк Азнакаевских головных сооружений состоял из 10 железобетонных (ЖБР) резервуаров емкостью по 10 000 м³ каждый и шести резервуаров РВС-5000. Прием нефти в резервуары осуществлялся от промыслов НГДУ (Азнакаевская нефть, Джалиль-нефть, Актюбанефть) и от Управления Урало-Сибирскими нефтепроводами. В результате ограниченного объема резервуарных емко-

стей при большом количестве поставщиков потребовался тщательный анализ работы каждого резервуара в отдельности и всей технологической схемы резервуарного парка. Была разработана наиболее рациональная схема работы, при которой за каждым поставщиком нефти закреплялась определенная группа резервуаров. Один из резервуаров использовался для сбора уловленной нефти и ее отстоя. Дренированная подтоварная вода по напорному коллектору подавалась на очистные сооружения Азнакаевской УЖПН для очистки и последующей закачки в пласт.

В течение года было улучшено качество 12275,4 тыс. т нефти, из которой сброшено 221,49 тыс. т воды.

Из данных табл. 59 видно, что совмещение приемо-сдаточных операций с технологическими процессами позволяет за счет сброса воды из резервуаров без какой-либо дополнительной обработки реагентом и подогрева существенно улучшить качество нефти (довести содержание воды в ней в летний период до 0,23%) и в 8,6 раза уменьшить содержание солей. Высокое качество нефти достигается и в зимний период. В среднем за год содержание балласта в нефти уменьшается в 4—5 раз.

Т а б л и ц а 59

Период	Качество принимаемой нефти		Качество откачиваемой нефти		Время на операции с одним резервуаром в технологическом процессе, ч		
	вода, %	соли, мг/л	вода, %	соли, мг/л	заполнения	ожидания откачки	сброса воды
Летний . . .	2,09	2660	0,23	308	240	50	40
Зимний . . .	2,64	3040	0,68	961	242	51	39
За 1970 г.	2,4—3,4	4250	0,61	850	—	—	—

Так как нормами технологического проектирования промышленная канализация головных сооружений не рассчитана на сброс большого количества подтоварной воды, были проведены работы по реконструкции промышленной канализации товарного парка Азнакаевских головных сооружений, что позволило удовлетворительно решить вопрос сбора и утилизации сброшенной воды.

Процессы по улучшению качества нефти осуществлялись и на других головных сооружениях. На Ромашкинские головные сооружения поступало более 37% всего количества нефти, концентрировавшейся на этом узле, с содержанием воды 8—10%. Несмотря на это, благодаря разрушению эмульсии в промышленном трубопроводе длиной 16 км, связывающем Горкинский товарный парк с головными сооружениями, достигалась сдача нефти на этом узле в летний период с балластом 0,2—0,5%. В зимнее время качество нефти несколько ухудшалось и часть ее сдавалась со сверхнормативным балластом. Это объясняется тем, что значительная часть нефти на

промыслах не подготавливалась ни на установках, ни в промысловых системах сбора. Более 3700 т/сут нефти поступало на Карабашские головные сооружения с Лениногорского товарного парка с содержанием воды 6—8%. Подача реагента в трубопровод на Лениногорском товарном парке (10—15 г/т) с целью использования трубопровода для разрушения эмульсии позволила сдавать нефть на Карабашском товарном парке в летнее время с содержанием воды от 0,2 до 1,0%, в зимнее — от 0,5 до 1,2%. Для снижения содержания солей в сдаваемой нефти на Карабашском товарном парке были проведены исследования по введению в нефть, транспортировавшуюся по трубопроводам, промывочной воды. Содержание солей после этого было снижено до 220—300 мг/л.

В НГДУ Азнакаевнефть на Яшлауский товарный парк, имеющий четыре резервуара емкостью по 5000 м³, поступало 9 тыс. т нефти обводненностью 20%. Здесь в эмульсию без ее подогрева подавался деэмульгатор. После транспортирования по трубопроводу длиной 18 км эмульсия поступала в три специально оборудованные резервуара РВС-5000 Азнакаевского товарного парка под слой дренажной воды, в которых осуществлялся частичный сброс воды (до 6—8%). Затем эта эмульсия откачивалась по трубопроводу длиной 15 км на Азнакаевские головные сооружения, где после сброса воды нефть сдавалась с содержанием солей до 300 мг/л и воды до 0,2—0,3%.

Значительный интерес представляют работы по улучшению на головных сооружениях качества более вязких нефтей с повышенным содержанием серы. Нефти месторождений Прикамья ТАССР и Удмуртской АССР по физическим свойствам и составу значительно отличаются от нефтей Ромашкинского месторождения. Кинематическая вязкость, содержание серы и смол в прикамской нефти в 1,5 и удмуртской в 2 раза выше, чем в ромашкинской (табл. 60).

Т а б л и ц а 60

Показатели	Нефти		
	ромашкин- ская	прикамская	удмуртская
Плотность, г/см ³	0,865	0,875	0,885
Вязкость кинематическая при 20° С, сСт	16,0	22,5	37,8
Содержание, % вес.			
серы	1,6—2,1	2,17—2,31	2,62—3,00
смол (сернистых)	36,0	42,0	Выше 60
парафина	6,0—8,0	6,0—9,48	2,7—5,8

Большое содержание серы делало невозможной совместную перекачку этих нефтей в смеси с ромашкинскими. Раздельная доставка сернистой нефти на нефтеперерабатывающие заводы обеспечивалась выделением отдельных групп резервуаров и нефтепроводов на всем пути ее движения от промыслов до заводов. Все это услож-

няли операции по ее сбору, подготовке и транспортированию. Недостаток резервуарных емкостей на головных сооружениях нефтепроводов Набережные Челны — Альметьевск, а также мощностей по подготовке нефти еще в большей мере усложняли проблему поставки нефти на НПЗ отдельным потоком.

На всем пути движения от скважин до НПЗ нефть подвергалась следующей обработке. На большинстве сборных пунктов нефть обезвоживалась на термохимических установках; на одном — подготавливалась с помощью трубной деэмульсации. В качестве реагента применялся дисолван (20—40 г/т). После подготовки на промыслах на головные сооружения в Набережных Челнах нефть поступала с содержанием воды около 3,04% и солей до 0,585%. Так как при движении обезвоженной на промыслах нефти по нефтепроводам от промышленных товарных парков до головных сооружений нефтепроводов процесс разрушения эмульсии продолжается с высокой степенью интенсивности за счет гидродинамических эффектов, было принято решение проводить дальнейшую промышленную доработку нефти и в этом районе непосредственно на головных сооружениях (ГС) нефтепроводов. Откачанная с ГС нефть содержала 1,83% воды и 0,352% солей. Температура нефти 17,1° С. Из этих данных видно, что, трубопроводы и головные сооружения можно успешно использовать в качестве активного звена для дальнейшего обезвоживания нефтей с повышенным содержанием серы и сравнительно высокой вязкостью даже без дополнительного введения реагента и ее подогрева. Причем время пребывания нефти в резервуарах после наполнения обычно не превышает 2—4 ч, что вполне достаточно для отделения воды и сброса ее в канализацию. Интенсивный процесс отделения воды происходит при невысоких температурах нефти, не превышающих в зимнее время 12° С и в летнее 24° С. За 1970 г. на головные сооружения в Набережных Челнах сброшено около 70,0 тыс. т воды. Для перекачки такого количества балласта потребовалась бы работа двух нефтепроводов Набережные Челны — Альметьевск в течение почти четырех суток при их полной загрузке, а денежные затраты на перекачку составили бы около 20 тыс. руб.

При использовании эффектов путевой деэмульсации в технологическом цикле перекачки нефти в интервале головные сооружения нефтепроводов — НПЗ было осуществлено дальнейшее ее обезвоживание по пути следования через головные сооружения других нефтепромыслов. Так, например, прикамская нефть, транспортируемая на Рязанский НПЗ, проходит также через головные сооружения в Альметьевске и Староликеево. Ряд экспериментов, проведенных на резервуарах головных сооружений в Альметьевске по улучшению качества нефти этого сорта, полностью подтверждает эту возможность. Содержание воды в прикамской нефти, введенной в резервуар РВС-5000 Альметьевских головных сооружений, сразу же после его заполнения составило 0,45%. Дальнейшее пребывание нефти в резервуаре в течение 14 ч к улучшению ее качества не привело. Это свидетельствует о том, что основные процессы по

разрушению эмульсии и укрупнению капель происходят в трубопроводе и отделившаяся в трубопроводе вода быстро переходит в состав дренажа уже при заполнении резервуара. В общей сложности до откачки этой нефти на Рязанский НПЗ было сброшено 20 т воды. Общее содержание воды в нефти в этом случае было снижено более чем в два раза. Процесс происходил при температуре нефти 6°C и среднесуточной температуре наружного воздуха -5°C .

Из приведенных данных видно, что интенсивное отделение воды от нефти при благоприятных гидродинамических режимах транспортирования нефти по трубопроводам возможно и без введения реагента и подогрева. Это еще раз свидетельствует о глубоком разрушении эмульсии в магистральных нефтепроводах за счет путевых гидродинамических эффектов. Скорость движения нефти в магистральных нефтепроводах Набережные Челны — Альметьевск $0,9\text{ м/с}$, $Re = 5700$, а время движения около 30 ч.

Активное использование резервуаров головных сооружений и подводящих к ним трубопроводов позволяет решить проблему глубокого обезвоживания нефти в пределах нефтедобывающих районов, не прибегая к строительству дополнительных мощностей, значительно сократить затраты на перекачку нефти до НПЗ, существенно улучшить режим работы заводских ЭЛОУ и смягчить проблему сброса и утилизации воды и солей в густонаселенных районах страны.

Глубокое обезвоживание нефти на головных сооружениях возможно как летом, так и зимой при отрицательной температуре окружающей среды. Наиболее эффективно процесс глубокого обезвоживания происходит при $22-25^{\circ}\text{C}$.

§ 3. ОБЕССОЛИВАНИЕ НЕФТИ В ТРУБОПРОВОДАХ

При постоянных технологических параметрах (температуре, расходе реагента и пресной воды, режиме движения, времени последующего отстоя) остаточное содержание воды и солей в нефти (Δx) в зависимости от времени ее транспорта по трубопроводам равно

$$\Delta x = aT^b e^{cT},$$

где T — время движения эмульсии в трубопроводе; a, b, c — коэффициенты.

Технологическая схема обессоливания нефти в трубопроводах может быть осуществлена в двух основных вариантах. В первом варианте обессоливание в трубопроводах подвергается нефть, движущаяся в интервале промысловый товарный парк — головные сооружения (или другие объекты). В этом случае нефть предварительно обезвоживают на термохимических установках при промысловых товарных парках. Во втором варианте обессоливание подвергается предварительно обезвоженная нефть в интервале скважины — промысловый товарный парк с использованием в технологическом цикле подготовки нефти промысловых систем сбора и резервуаров

товарных парков. Второй вариант (рис. 70) представляет четко выраженную совмещенную схему транспорта и деэмульсации нефти в одних и тех же трубопроводах в наиболее полном объеме и поэтому является более экономичным [94, 108].

Для обеспечения глубокого разрушения в промысловых системах сбора транспортируемой от скважин к Чишминскому товарному парку эмульсии на двух групповых установках была осуществлена подача реагента-деэмульгатора (20 г/т). Обводненность нефти 14,5%. Общий объем обводненной нефти, обработанной в трубопроводах реагентом, 12,5 тыс. т/сут. О степени дисперсности этой эмульсии, отобранной на начальных участках трубопроводов, можно судить по микрофотографиям, представленным на рис. 68. По мере продвижения по трубопроводам эмульсия разрушается, капли воды укрупняются, а часть воды переходит

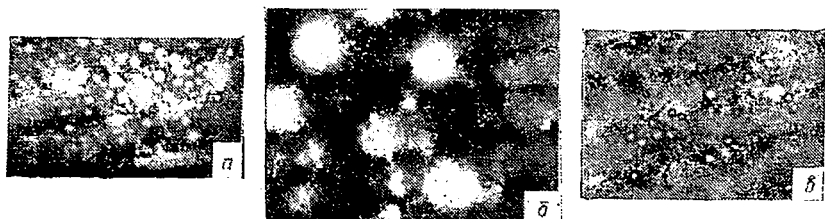


Рис. 68. Микрокинокадры эмульсии в начале промысловых систем сбора (а), в конце (б) и на выходе из технологических резервуаров (в) Чишминского товарного парка.

в свободное состояние и движется вдоль нижних образующих трубопровода.

Разрушенная эмульсия при 14° С через концевую сепарационную установку поступает в технологический резервуар объемом 5000 м³ с высотой водяного слоя 4 м, оборудованный распределителем потока. В этом резервуаре, работающем транзитом, отделившаяся от нефти вода отбирается с помощью гидрозатвора и непрерывным потоком направляется на очистные сооружения, а нефть с остаточным содержанием воды до 3% разделяется на два потока. Один поток поступает в теплообменную и затем в отстойную аппаратуру имеющейся при товарном парке термохимической установки, где осуществляется дополнительное обезвоживание (до 0,7%). Другой поток направляется в товарные резервуары, работающие в обычном для них режиме. Потоки перед входом в товарные резервуары смешиваются. Из них же осуществляется непрерывный сброс дополнительно отделившейся воды. Среднее содержание воды в нефти после обработки по такой схеме составляет 0,53%, а содержание солей 1000 мг/л. Обезвоженная нефть обычно направлялась по трубопроводу на

Азнакаевские головные сооружения, где в смеси с другими нефтями направлялась на группу нефтеперерабатывающих заводов.

Для обессоливания нефти в интервале Чишминский товарный парк — Азнакаевские головные сооружения на прием магистральных насосов были поданы горячая (70°C) пресная вода в количестве 1—4% к объему обрабатываемой нефти и раствор реагента типа дисолван 20—24 г/т. Микрофотографии полученной при этом эмульсии приведены на рис. 69. Введением горячей промывочной воды в нефть удалось поднять ее температуру до 30°C в головной части трубопровода. Это позволило поддержать температуру нефти в конце трубопровода около 20°C .

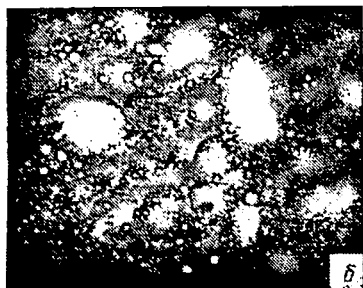
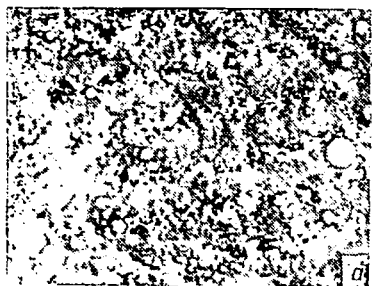


Рис. 69. Микрокинокадры эмульсии пресной воды после смешения на насосе (а), в трубопроводах Чишма — Азнакаево (б), в резервуарах Азнакаевских головных сооружений (в).

Исследования с применением микрокиносъемки позволили установить, что эффективное разрушение эмульсии происходит уже на начальных участках трубопровода. В конце трубопровода движется глубоко разрушенная эмульсия (см. рис. 69), которая легко расслаивается на нефть и воду непосредственно в процессе заполнения железобетонных резервуаров Азнакаевских головных сооружений, работающих в обычном для них режиме: один резервуар — под заполнением, другой — на товаромерных операциях, третий — под ткачкой. Среднее время заполнения резервуаров 12 ч. С момента начала заполнения резервуара до начала откачки из него нефти проходит обычно около 24 ч. Сброс дренажной воды осуществляется с момента окончания заполнения резервуара до начала его откачки. Результаты исследований представлены в табл. 61. В первой группе

опытов преследовали цель — установить изменения качества нефти в резервуарах Азнакаевских головных сооружений, откачиваемой из Чишминского товарного парка при относительно низкой температуре. Эмульсия в резервуаре в данном случае разрушалась за счет остаточного количества реагента, увлеченного потоком нефти после ее обезвоживания в интервале групповые установки — Чишминский товарный парк.

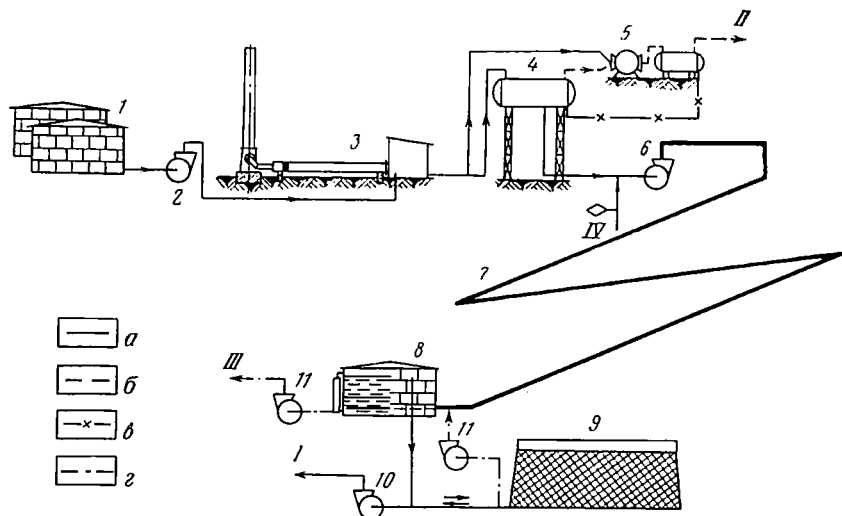


Рис. 70. Принципиальная технологическая схема обезсоливания и горячей сепарации нефти с использованием в технологических целях трубопроводов.

1 — резервуары товарного парка с обезвоженной нефтью; 2 — подпорные насосы; 3 — печи; 4 — ступень горячей сепарации с откачкой; 5 — компрессоронасосы; 6 — магистральный насос; 7 — напорный нефтепровод товарный парк — головные сооружения, используемый для обезсоливания нефти; 8 — технологические резервуары для сброса воды; 9 — железобетонные товарные резервуары; 10 — насосы внешней перекачки; 11 — насосы дренажной воды.

Линии: а — технологические нефтепроводы; б — технологические газопроводы; в — возврата конденсата; г — водоводы дренажной воды. I — обезсоленная нефть на внешний транспорт; II — газ на внешний транспорт; III — дренажная вода на очистку; IV — ввод пресной промывочной воды и реагента.

О появлении свободной воды в резервуаре свидетельствует почти в 20 раз большее содержание ее (8%) по сравнению с содержанием в нефти, откачиваемой из Чишминского товарного парка. Такое явление может быть объяснено только захватом свободной воды в придонной части резервуара при отборе проб нефти. Содержание воды в нефти по сечению резервуара изменяется в сравнительно небольших пределах; так как она находится в нефти во взвешенном состоянии в виде мелких, не поддающихся слиянию капель, не оседая на дно резервуара. Это подтверждается тем, что содержание воды в нефти практически не изменилось ни через 6 ч отстоя, ни вплоть до начала откачки ее из резервуара, хотя с момента окончания заполнения резервуара до начала откачки проходит обычно не менее 12 ч.

Группа опытов	Режим обработки нефти				Количество дней работы в данном режиме	Уровень отбора проб от зеркала залива, м	Содержание в нефти					
	температура в резервуарах горизонтальных сооружений, °С	расход промывочной воды, %	расход реагента, г/т	в момент заполнения			после 6 ч отстоя		перед откачкой			
							воды, %	солей, мг/л	воды, %	солей, мг/л	воды, %	солей, мг/л
1	8	0	0	5	1	0	628	0,24	941	0,12	795	
					2	0	638	0	941	0,24	925	
					3	0,6	1 015	0,75	926	0,95	868	
					4	0,24	695	0,8	1230	0,6	651	
					5	0,36	1 072	0,24	695	0,24	781	
					6	0,38	1 142	1,0	1158	0,24	796	
					По ГОСТ 2517-69	8,0	15 626	0,8	1085	0,95	941	
2	10	0	22	1	1	0,33	825	0,3	622	0,18	880	
					2	0,9	839	0,36	579	0,18	760	
					3	Следы	709	0,54	752	0,24	969	
					4	0,48	651	1,4	492	0,24	506	
					По ГОСТ 2517-69	9,0	5963	12,8	3016	0,12	140	
3	14	1	24	25	1	0,06	105	0,12	30	0,19	58	
					2	0,36	253	0,18	179	0,12	116	
					3	0,24	149	0,06	30	0,12	72	
					4	0,3	164	0,07	104	0,18	87	
					5	0,24	173	0,24	122	0,12	101	
					6	0,6	104	12,8	3016	0,18	101	
					По ГОСТ 2517-69	9,0	5963	12,8	3016	0,12	140	
4	20	4,24	18	28	1	0,18	45	—	—	0,03	42	
					2	0,03	39	—	—	0,06	37	
					3	0,03	51	—	—	0,06	39	
					4	0,0	43	0	—	0,0	29	
					5	0,18	52	—	—	0,03	22	
					6	0,3	76	—	—	0,03	25	
					По ГОСТ 2517-69	0,54	576	—	—	0	39	

Отсюда следует весьма важный в практическом отношении вывод, что в резервуаре вода может отделиться от нефти только в том случае, если эмульсия разрушилась до входа в него при движении по трубопроводам. И поэтому вполне очевидно, что разрушенная эмульсия быстро расслаивается на нефть и воду, и задалживать резервуары для отстоя в этом случае нет необходимости. Они могут эксплуатироваться транзитом в обычном для них режиме заполнения и откачки с помощью насосов, применяемых на промыслах для этой цели. Ха-

рактарно, что глубокое обезвоживание нефти было достигнуто при невысокой температуре (около 8° С).

Введение реагента в поток нефти, откачиваемой из Чишминского товарного парка на Азнакаевские головные сооружения, без добавления промывочной воды практически не изменяло качества нефти в резервуарах головных сооружений (группа опытов 2). Этот вывод подтверждается проведенными ранее исследованиями динамики разрушения эмульсии, транспортировавшейся с промысловых товарных парков на головные сооружения в Альметьевске, Карабаше, Бавлах, Ромашкине, Азнакаеве и Набережных Челнах. Введение небольших объемов промывочной воды (1%) в откачиваемую из промысловых товарных парков (на головные сооружения) обезвоженную нефть и сброс этой воды из резервуаров головных сооружений позволяют решить проблему не только глубокого обезвоживания, но и резкого снижения содержания солей (до 100 мг/л) в поставляемой на нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) нефти. Одновременно решается проблема утилизации соленых сточных вод, которые можно использовать в системе поддержания пластового давления.

Расчеты показали, что решение этой проблемы потребует дополнительных эксплуатационных затрат не более 3 коп. на 1 т нефти. Если учесть, что это позволит решить основную проблему подготовки нефти — глубокое обессоливание нефти на нефтеперерабатывающих заводах без изменения режима их работы, то станет ясной огромная экономическая эффективность глубокого обезвоживания нефти в пределах нефтедобывающих районов. Кроме того, транспорт такой нефти по магистральным нефтепроводам позволит осуществить дополнительное разрушение эмульсии, которое обеспечит получение глубоко обессоленной нефти на заводах (до 5—7 мг/л) при более мягких технологических режимах, чем это имеет место в настоящее время при получении нефти с заводских ЭЛОУ, содержащей соли до 40 мг/л.

В связи с тем что особых изменений в качестве нефти после ее шестичасового пребывания в резервуарах (с момента окончания за- качки) не происходит, была проведена четвертая серия опытов, целью которых явилось определение возможности получения обессоленной до экспортных кондиций нефти с помощью трубной деэмульсации.

Из данных табл. 61 видно, что при температуре нефти в конце трубопровода 20° С и расходе промывочной воды 4,24% в резервуарах головных сооружений, работающих в обычном для них режиме, возможно получение такой нефти. Себестоимость обессоливания не превышает 6 коп. за 1 т подготовленной нефти. Однако из этого вовсе не следует, что такой глубокой обработке необходимо подвергать всю поставляемую на НПЗ нефть, потому что объем промышленных стоков на НПЗ составит 4—5% к объему обессоленной нефти независимо от того, будет ли она содержать соли в количестве 50 мг/л или 100—150 мг/л. И в том и в другом случае обеспечивается достижение основной цели — глубокое обессоливание нефти до 5—7 мг/л.

Обессоливание мангышлакской нефти

Подготовка мангышлакской нефти при ГЗДУ-8 осуществлялась в две ступени. На I ступени продукция групповой установки производительностью 850 т/сут, проходя буферную емкость для разгазирования, печь, где она нагревалась до 70—80° С, и одну секцию каплеобразователя, поступала в отстойник емкостью 80 м³ через слой дренажной воды высотой около 800 мм. Перед буферной емкостью в поток эмульсии вводился дисолван (80 г/т). После заполнения отстойника вся продукция направлялась в сборный коллектор; одновременно освобождалась и буферная емкость. Из отстойника отбирались пробы для определения качества обезвоженной нефти. На II ступени обработки обезвоженная нефть одним из насосов 9МГК откачивалась из отстойника через печь и каплеобразователь в освободившуюся буферную емкость объемом 56 м³. На прием насоса подавалась промывочная вода с добавкой дисолвана в количестве 20 г/т. После заполнения буферной емкости насос останавливался. Из средней части емкости отбиралась проба для определения содержания воды и хлоридов (табл. 62).

Т а б л и ц а 62

№ эксперимента	Ступени эксперимента	Температура потока нефти, °С		Расход		Содержание воды, %		Содержание хлористых солей, мг/л	
		после печи	в конце петли	реагента, г/т	промывочной воды, %	в сырье	в обработанной нефти	в сырье	в обработанной нефти
1	I	60—70	50—60	80	—	3,71	Следы	5530	328,5
	II	60—70	50—60	20	4	Следы	То же	328,5	122,0
2	I	55—65	45—55	80	—	3,71	0,36	5530	438
	II	65—75	55—65	20	6	0,36	Следы	438	115,6

Примечание. В качестве промывочной использовалась техническая вода с содержанием солей 2922,7 мг/л.

Несмотря на крайне неблагоприятные условия эксперимента (обессоленную нефть из-за отсутствия отстойников вынуждены были закачивать в «грязную» буферную емкость, прокачивать по «грязным» трубопроводам), содержание солей, как видно из табл. 62, снизилось после обработки обезвоженной нефти во много раз. Это позволило сделать заключение о том, что мангышлакские нефти так же поддаются обессоливанию в трубопроводах.

Обессоливание нефти в нефтепроводе Жетыбай — Шевченко

Положительные результаты по обессоливанию нефти на опытно-промышленной установке в Узени послужили основанием для проведения более крупного эксперимента внутритрубного обессолива-

ния нефти в нефтепродуктопроводе Жетыбай—Шевченко протяженностью около 70 км. Трубопровод проложен по пересеченной местности с большой разницей максимальных и минимальных отметок.

На площадке товарного парка в Жетыбае было смонтировано дополнительное оборудование, состоящее из емкости для реагента, дозирочного насоса, буферной емкости объемом 50 м³ для промывочной воды. К емкости был подведен водовод пресной воды и установлен насос МС-50 для подачи промывочной воды с выкидом на прием магистрального насоса. Между буферной емкостью и насосом был установлен расходомер, с помощью которого осуществлялись контроль и регулирование количества подаваемой промывочной воды.

Предварительно глубоко обезвоженная нефть с содержанием солей 300—400 мг/л из резервуара РВС-5000 насосом через трубчатую печь типа «Грознефть-8» закачивалась в трубопровод Жетыбай—Шевченко. На прием магистрального насоса подавалась промывочная вода в количестве 6,6% и дисолван 28 г/т. В товарном парке нефть имела температуру 48—54° С; в пути она подогревалась до 60—65° С только один раз на промежуточном пункте подогрева; в товарный парк г. Шевченко она приходила при температуре 32—33° С. Обработанная нефть в объеме 3500 м³ была введена в РВС-5000. После этого были отобраны послойные пробы по высоте резервуара, определено содержание воды и солей в них (табл. 63). Расслоение эмульсии и отделение основного объема воды от нефти при заполнении резервуара происходило при температуре 33° С. Дальнейший отстой более тонкодисперсной части эмульсии осуществлялся крайне неэффективно и капли воды находились во взвешенном состоянии по всей высоте резервуара.

Т а б л и ц а 63

Глубина отбора проб от верхней образующей, м	Содержание солей в нефти после заполнения резервуара, мг/л			Содержание после подогрева нефти до 38 °С	
	через 1 ч	через 2 ч	через 1 сут	воды, %	хлористых солей, мг/л
2,39	348,4	353,74	107,2	Следы	53,6
4,39	362,8	246,5	107,2	То же	53,6
6,39	268,03	187,6	160,2	»	64,3
8,39	348,3	268,03	120,6	»	80,4
10,39	375,2	160,8	107,2	»	80,7
Донная	509,2 **	268,03	696,8	16,0 *	5668,2
по ГОСТ	268,03	107,2	170,2	Следы	75,04

* В отобранной пробе содержалось 84% отделившейся от нефти воды.

** В отобранной пробе было 75% воды.

В пробах нефти, отобранных через 1 сут после заполнения резервуара, хотя и наблюдается тенденция к уменьшению содержания воды и солей, но незначительно. Это объясняется высокой температурой застывания нефти. При температуре 33° С нефть теряет

подвижность вследствие возникновения парафиновых структур и даже крупные капли воды оказываются захваченными ими. При повышении температуры до 38° С (нагрев осуществлялся с помощью змеевиков пароподогрева) сплошность структуры оказалась разрушенной и вода с растворенными в ней солями быстро перешла в состав дренажной воды. В пробах нефти по всей высоте резервуара определено содержание воды — «следы» и солей — 54—80 мг/л. Осуществление процесса при более высокой температуре позволит, естественно, снизить содержание солей в нефти до экспортных кондиций.

Эксперимент по трубному обессоливанию нефти сопровождался оценкой скорости коррозии внутренней поверхности трубопровода Жетыбай—Шевченко. Практический интерес представляло выявить скорость коррозии в среде обезвоженной нефти и смеси нефти с пластовой и технической водой. Исследования проводились в лабораторных условиях (продолжительность исследований 5 сут) и непосредственно на трассе трубопровода.

В лаборатории пластинчатые образцы из ст. 3 устанавливались в среде товарной нефти и технической воды с поддержанием температуры 38—42° С. На трубопроводе Жетыбай—Шевченко цилиндрические образцы длиной 580 мм и диаметром 6 мм вводились в трубопровод через сальниковое уплотнение и периодически заменялись. Дополнительно скорость коррозии оценивалась по изменению содержания ионного железа, определяемого по анализам проб воды в начальной и конечной точках исследуемого участка. Результаты анализов пересчитывались на скорость равномерной коррозии, причем предполагалось, что площадь контакта воды со стенкой трубы пропорциональна обводненности перекачиваемой нефти.

При транспорте товарной нефти коррозия имеет невысокие значения, но увеличивается при добавлении пресной воды (табл. 64). В статических условиях (лабораторные опыты) коррозия в 15—30 раз ниже, чем в движущейся среде, однако при этом наблюдается большая неравномерность в разрушении образцов. При скорости коррозии 0,112 г/м² ч в соответствии с ГОСТ 13819-68 металл трубы в этих

Т а б л и ц а 64

Характеристика среды	Штыревые образцы на трассе		Расчет по анализам воды		Скорость коррозии в лабораторных условиях, г/м ² ч
	продолжительность испытаний, сут	скорость коррозии, г/м ² ч	продолжительность испытаний, сут	скорость коррозии, г/м ² ч	
Нефть обводненностью 0,3% и с содержанием солей 700 мг/л	13	0,026	—	—	0,009
Нефть с содержанием 6,6% промывочной технической воды	1	0,112	1	0,090	0

условиях должен быть отнесен к группе «пониженностойких», что требует проведения защитных мероприятий, например применения реагентов-деэмульгаторов с ингибиторами коррозии (сепароль-25 с ингибитором III) или деаэрацию пресной воды перед ее подачей в трубопровод. Это технически осуществить несложно.

В результате исследований определено, что промышленное обессоливание мангышлакских нефтей в процессе транспортирования по трубопроводам осуществляется с высокой степенью эффективности. Применение трубной деэмульсации в этом случае позволит отказаться от строительства дорогостоящей обессоливающей установки и получить обессоленную нефть при себестоимости 4—6 коп/т, что в 5—7 раз ниже, чем себестоимость обессоливания нефти на типовых установках.

§ 4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОБЕССОЛИВАНИЯ НЕФТИ В ТРУБОПРОВОДАХ

Технологические и экономические расчеты эффективности обессоливания нефти в трубопроводах в иллюстративных целях были проведены для конкретного участка нефтесборной системы объединения Татнефть в интервале Кичуйский ТП — Альметьевские ГС при производительности узла 10 млн. т/год. В расчетном варианте принято, что продукция, собираемая на Кичуйском товарном парке, транспортируется по трубопроводу длиной 28,7 км на Альметьевские головные сооружения. Совмещенная схема обессоливания нефти рассчитывалась с учетом максимально возможного использования в технологических целях существующего промыслового оборудования, и в первую очередь трубопровода Кичуй—Альметьевск и действующих резервуаров головных сооружений.

Был также определен и набор необходимого дополнительного оборудования. Принималось, что исходное сырье — предварительно обезвоженная (до 1%) нестабилизированная нефть с давлением насыщенных паров 676 мм рт. ст. при 10° С. Конечная продукция — глубоко обезвоженная (до 0,2%) и обессоленная (до 30—40 мг/л) нефть с давлением насыщенных паров до 500 мм рт. ст. при 25° С, а так же газ горячей ступени сепарации, охлажденный до 25° С.

Один из вариантов технологической схемы обессоливания нефти с использованием трубопроводов представлен на рис. 70. Обезвоженная нефть сырьевыми насосами 2 (2 насоса 14Д-6а) подается на узел горячей сепарации 4 (6 блоков трапов-сепараторов) после предварительного подогрева в печах 3 конструкции КБ «Саратовнефтегаз» (4 блока). Поскольку наиболее эффективно блоки подогрева работают при температуре нефти на выходе 70° С, в схеме поток подогреваемой нефти разделен перед ними на два потока так, чтобы обеспечить после смешения с холодным потоком температуру смеси на узле сепарации 40° С.

Отсепарированная нефть поступает на прием магистральных насосов 6 (существующая насосная) Кичуйского ТП. Одновременно

на прием магистральных насосов подается через расходомер пресная вода (5%) с растворенным в ней реагентом, содержащим ингибитор коррозии (20 г/т), и конденсат, выделившийся в сепараторах газа низкого и высокого давления. Подача реагента осуществляется дозировочными насосами (2 насоса НД-25-40). В процессе перекачки по нефтепроводу 7 происходит отмывка нефти от солей и разделение эмульсии на нефть и воду. На Альметьевских ГС водонефтяная смесь поступает в узел предварительного сброса дренажной воды 8 (два существующих резервуара РВС-5000, переоборудованных в отстойники), где сбрасывается до 80% отделившейся воды.

Дальнейший сброс воды совмещается с товаротранспортными операциями в железобетонных заглубленных резервуарах 9 (три резервуара объемом по 10 000 м³), которые оборудуются специальным устройством, обеспечивающим прием и откачку нефти и сброс дренажной воды через один приемо-раздаточный патрубок. Откачка дренажной воды осуществляется насосами 11 (2 блока) на очистные сооружения Тихоновского ТП.

Газ горячей сепарации поступает на прием компрессоров 5, которыми подается на прием компрессорной станции для дальнейшего транспорта на ГПЗ в смеси с газом I ступени сепарации. Проектируемые узлы технологической схемы размещаются на генеральном плане по принципу совмещения с однотипными существующими узлами товарного парка. Это позволяет сократить затраты на их строительство и обслуживание. Для проведения технологического расчета необходимы следующие исходные данные: 1) качественная и количественная характеристика сырья; 2) производительность узла; 3) диаметр, длина и глубина заложения трубопровода; 4) температура сырья и грунта на глубине заложения трубопровода в холодное время года; 5) характеристика грунта по длине трубопровода; 6) технология транспорта нефти с головных сооружений до технологических установок нефтеперерабатывающего завода.

Эксплуатационные расходы рассчитаны по следующим статьям затрат: амортизация и текущий ремонт, заработная плата и отчисления соцстраху, электроэнергия по двухставочному тарифу, топливо, сырье и вспомогательные материалы, цеховые и общепромысловые расходы. Дополнительный персонал рассчитан с учетом вновь вводимых объектов, требующих непрерывного присутствия персонала (сырьевая насосная, площадка печей, компрессорная станция). Дополнительные штаты на увеличение объема работ на площадках горячей сепарации, теплообменников на Кичуйском ТП и на всех дополнительных объектах Альметьевских ГС не предусматриваются, так как обслуживание этих объектов может производиться персоналом Кичуйского ТП и Альметьевских ГС, имеющих достаточные резервы рабочего времени, обусловленные спецификой работы на этих узлах.

Расчеты показали, что дополнительная численность обслуживающего персонала составляет 13 чел. Из них: на узле обессоливания 9 чел. (1 — ИТР, 8 — рабочих), на узле горячей сепарации 4 чел.

При определении затрат по статье сырье (нефть для извлечения газа горячей сепарацией) учитывалось уменьшение потерь нефти от испарения. Размер цеховых и общепромысловых расходов принят по фактическому проценту (14,5% прямых затрат). Стоимость воды, реагента, топливного газа, нефти принята по данным объединения Татнефть на конец 1970 г. Технико-экономические расчеты капитальных вложений и эксплуатационных затрат по узлам обессоливания и горячей сепарации осуществлялись отдельно. Выполнены расчеты и по всему узлу в целом.

В качестве эталона для узла обессоливания нефти приняты удельные капитальные вложения на 1 т обессоленной нефти при мощности типовой установки 6 млн. т/год по нормам, принятым для условий объединения Татнефть. Часть капитальных затрат, приходящихся на обессоливание, рассчитана по методике, изложенной в [49]. Эксплуатационные затраты приняты по фактической стоимости обессоливания нефти в объединении Татнефть.

Результаты экономического расчета (табл. 65) показывают высокую экономическую эффективность предлагаемой технологической схемы, особенно узла путевого обессоливания нефти с годовым экономическим эффектом 1942,6 тыс. руб. Себестоимость и удельные капиталовложения на обессоливание снижаются более чем в пять раз по сравнению с существующими установками по обессоливаню

Т а б л и ц а 65

Показатели	Объекты обессоливания	Объекты горячей сепарации	В целом по узлу
Годовая производительность по товарной продукции, соответственно т/год, тыс. нм/год, г/год	9 732 490	54 720	9 862 440
Капитальные вложения при осуществлении совмещенного варианта, тыс. руб.	422,68	305,09	727,77
Эксплуатационные затраты, тыс. руб.	402,97	423,85	826,82
Удельные капиталовложения по существующим вариантам, соответственно коп/т, руб/тыс. нм ³	23,5	10,28	—
Удельные капиталовложения по совмещенному варианту, соответственно коп/т, руб/тыс. нм ³ , коп/т	4,34	5,58	7,38
Себестоимость товарной продукции по существующим вариантам, соответственно коп/т, руб/тыс. нм ³	21,8	—	—
Себестоимость товарной продукции по совмещенному варианту, соответственно коп/т, руб/тыс. нм ³ , коп/т	4,14	7,76	8,49
Годовой экономический эффект при применении совмещенного варианта, тыс. руб.	1942,61	42,97	1985,58
Срок окупаемости капитальных вложений, г	0,244 года, или 3 мес.	—	—

нефти. По узлу горячей сепарации себестоимость 1000 м^3 газа более чем в два раза превышает себестоимость газа I ступени сепарации. Это объясняется тем, что в качестве сырья для получения газа используется сырая нефть и ее себестоимость накладывается на себестоимость газа горячей сепарации. В связи с этим горячая сепарация нефти оказывается экономически менее эффективной по сравнению с добычей и транспортом газа I ступени сепарации (убыток 205 тыс. руб.), что приводит к выводу о целесообразности строительства в первую очередь объектов по сбору и транспорту газа в следующей последовательности: I ступень, II ступень, горячая сепарация. Однако горячая сепарация при существующем механизме цен на товарную нефть и газ и учете высокого содержания в газе горячей сепарации пропан-бутановой фракции (63%) и газового бензина в целом является экономически эффективной (годовой экономический эффект 43 тыс. руб.) за счет снижения потерь нефти от испарения.

Таким образом, расчеты подтвердили высокую экономическую эффективность путевого обессоливания нефти в трубопроводах в интервале промысловый ТП — головные сооружения со сбросом воды из заглубленных железобетонных резервуаров емкостью $10\,000 \text{ м}^3$ и показали возможность совмещения путевого обессоливания и горячей сепарации нефти на одном узле.

РАЗРУШЕНИЕ ЭМУЛЬСИИ В МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ И ОБЕССОЛИВАНИЕ НА НПЗ

§ 1. РАЗРУШЕНИЕ ЭМУЛЬСИИ ПРИ НИЗКОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ

Проблема глубокого обессоливания нефти на нефтеперерабатывающих заводах может быть успешно решена простыми и эффективными средствами, исключая необходимость строительства дополнительных установок как на промыслах, так и на заводах [101, 103, 104]. Сущность метода состоит в активном использовании для разрушения эмульсии промысловых трубопроводов в интервале товарный парк — головные сооружения и головные сооружения — магистральный нефтепровод — нефтеперерабатывающий завод.

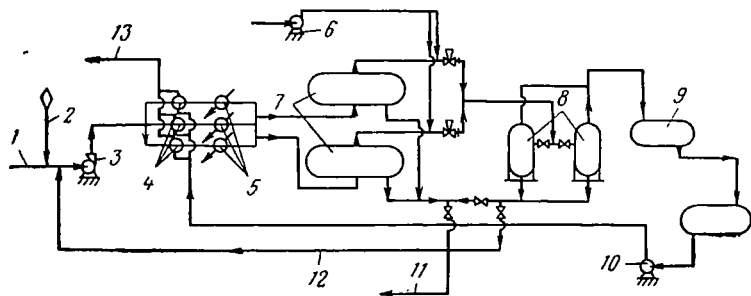


Рис. 71. Технологическая схема ЭЛОУ-2 Ново-Горьковского НПЗ.

1 — сырьевая линия; 2 — подача реагента; 3 — сырьевой насос; 4, 5 — теплообменники; 6 — насос для подачи пресной воды; 7, 8 — соответственно горизонтальные и вертикальные электродегидраторы I и II ступеней; 9 — емкости; 10 — насос; 11, 12 — линии дренажных вод; 13 — линия обессоленной нефти.

Возможность решения этой проблемы впервые была показана на примере обессоливания нефти до 5—7 мг/л на Горьковском НПЗ при обработке разрушенной с помощью реагента в магистральном трубопроводе эмульсии, откачивавшейся с нефтяных промыслов Татарии.

Практически это мероприятие было осуществлено путем монтажа дозирующих устройств на промысловых товарных парках и подачи реагента в поток нефти, откачиваемой на Альметьевские головные сооружения и далее по трубопроводу Горький—Ярославль—Рязань—Москва. При этом достигалось два эффекта: глубокое разрушение эмульсии в процессе движения по трубопроводу, что позволило впоследствии в процессе эксперимента глубоко обессоливать

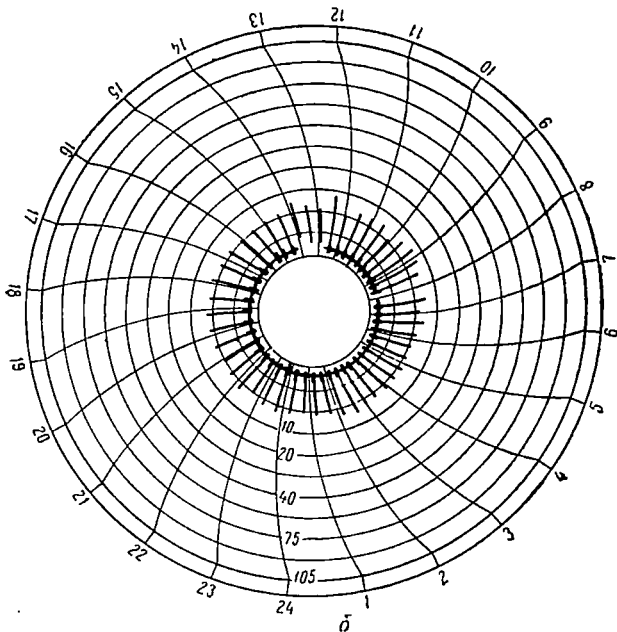
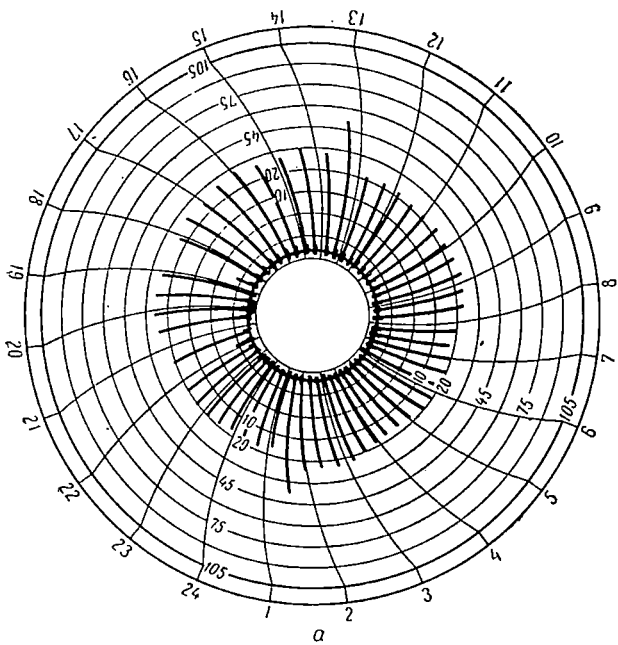


Рис. 72. Диаграммы солемеров ЭЛОУ-2 Ново-Горьковского НПЗ.
 а — при работе ЭЛОУ в обычном режиме; б — при разрушении эмульсии в трубопроводе Альтметьевск — Горький.

нефть на Горьковском НПЗ, и депарафинизация трубопровода по всей его длине, что решало одновременно и проблему борьбы с парафином в этой важной магистрали.

Реагент (20 г/т) подавался в нефть с содержанием воды до 2% при откачке эмульсии на Альметьевские головные сооружения из Альметьевского, Северо-Альметьевского, Тихоновского, Миннибаевского, Карабашского и Кичуйского товарных парков.

Исследования проводились ТатНИИ совместно с объединением Татнефть, Северо-Западным нефтепроводным управлением и Новогорьковским НПЗ на установке ЭЛОУ-2 (рис. 71, 72), состоящей из 2 горизонтальных электродегидраторов объемом по 100 м³ на I ступени, обвязанных для последовательной работы с 12 электродегидраторами вертикального типа объемом по 30 м³. Производительность установки по сырью в процессе испытаний 250 м³/ч. Теоретическое время пребывания нефти в дегидраторах 0,8 и 1,4 ч на каждой ступени соответственно. Температура нагрева 80° С.

Работа ЭЛОУ транзитом

При работе ЭЛОУ в обычном для нее режиме на нефти, не обработавшейся реагентом в магистральном трубопроводе, среднее содержание солей в готовой продукции (после I ступени) оказалось равным 17—24 мг/л. За первые 13 ч работы на обработанной в трубопроводе реагентом эмульсии, остаточное содержание солей по ГОСТ уменьшилось до 14 мг/л. За этот же период, по данным солемеров АЭС-1, содержание солей в нефти уменьшилось в 2—3 раза (до 7,3 мг/л) (см. рис. 72). В соответствии с записями на картограммах солемера в последующие 2,5 суток остаточное содержание солей в нефти последовательно уменьшалось до 5,9; 3,8 и 3,5 мг/л, а по данным ГОСТ — до 9,4 и 8,25 мг/л. Причем во многих случаях остаточное содержание солей в нефти оказывалось 5—6 мг/л (рис. 73).

В течение всего периода испытаний на этом режиме с установки стабильно получали нефть с содержанием солей 8 мг/л (3 суток), что свидетельствовало об исключительно высокой эффективности использования трубопровода в качестве технологического аппарата. На установку подавался (как и до испытаний) реагент 20 г/т, а нефть поступала непосредственно из трубопровода.

На втором этапе испытаний подача реагента на ЭЛОУ была снижена до 5—9 г/т и затем полностью прекращена. В течение 14 ч установка успешно работала без подачи реагента, а потом была переведена на другой режим. При этом объем системы успел замеситься 12 раз. Было определено остаточное содержание солей в нефти на выходе из установки 8,27 мг/л. Отсюда следует, что проблема глубокого обессоливания нефти может быть решена путем введения реагента в магистральные нефтепроводы на дальних подступах к НПЗ, даже при исключении подачи реагента на заводской ЭЛОУ.

Об изменении качества нефти при ее транспортировании от товарных парков до нефтеперерабатывающего завода можно судить по данным табл. 66.

Так, нефть (см. табл. 66), откачанная с промыслов, в первой серии исследований содержала в среднем 0,96% воды. При поступлении на АГС содержание воды в нефти на входе в резервуар в процессе его заполнения изменялось от 1,5 до 0,7%. Однако уже через 4 ч пребывания в резервуаре содержание воды в нефти по всем его сечениям не превышало 0,1%. В пробе же нефти, взятой по ГОСТ, содержание воды оказалось намного выше (1,4%), что объясняется захватом свободной воды из придонной части резервуара. Таким образом, глубоко обезвоженная нефть была искусственно квалифицирована как обводненная.

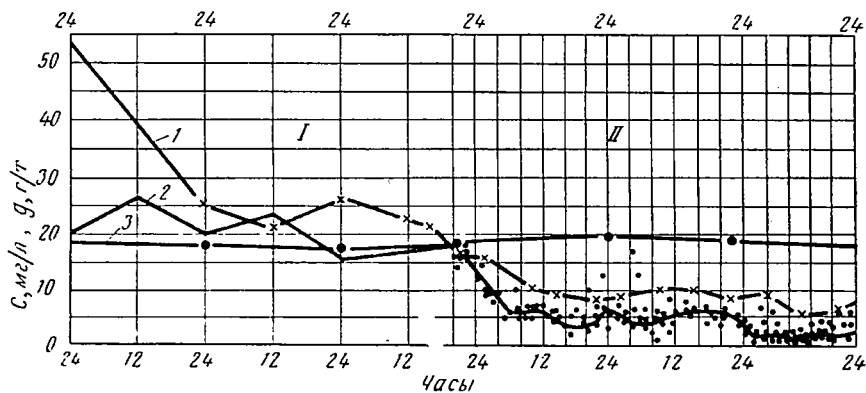


Рис. 73. Содержание солей в нефти при работе ЭЛОУ-2 на сырье различного качества.

I — обезвоженная на промыслах нефть; *II* — обезвоженная на промыслах и дополнительно обработанная реагентом эмульсия, разрушенная в магистральном нефтепроводе. Содержание солей в нефти: *I* — по ГОСТу; *2* — по показателям АЭС; *3* — расход реагента на ЭЛОУ.

После сброса части воды нефть была откачана на Горьковский НПЗ со средним содержанием воды 1%. Она достигла завода через 7 дней. Содержание воды в ней на входе в ЭЛОУ составило 0,3%. Часть воды наполнила водяные мешки в трубопроводе в процессе перекачки, а также была сброшена из сырьевых резервуаров при ЭЛОУ.

Примерно через 9 ч работы ЭЛОУ на разрушенной в трубопроводе эмульсии содержание солей на выходе из установки по показаниям автоматического солемера снизилось с 17 мг/л до 6 мг/л, а по ГОСТ с 27 по 9 мг/л.

Во второй серии исследований содержание воды в нефти составляло 1,11%.

На головных сооружениях содержание воды в нефти составляло 2,6%, однако уже через 4 ч пребывания в резервуаре нефть оказалась глубоко обезвоженной. Содержание воды в ней на глубине 92 см от дна резервуара было всего 0,4%. При откачке насосом обезвоженной нефти и отделившейся от нее свободной воды была

получена искусственная эмульсия с содержанием воды 0,98%. Однако по при- бытию на ЭЛОУ-2 содержа- ние воды в нефти оказа- лось 0,3%, а глубоко раз- рушенная эмульсия была обессолена до 6 мг/л по АЭС-1 и 8,25 мг/л по ГОСТ.

В целом за период испы- таний с Альметьевских го- ловных сооружений на внеш- ний транспорт была направ- лена нефть с вдвое большим содержанием воды и солей, чем это было зарегистриро- вано при поступлении нефти на ЭЛОУ. Это свидетель- ствует о глубоком разруше- нии эмульсии при ее движе- нии по магистральным тру- бопроводам.

Уже через 2 ч после за- полнения такой нефтью кон- трольных резервуаров товар- ного парка НПЗ оказалось, что практически вся вода содержалась на их дне в сво- бодном виде, в результате чего была получена практи- чески безводная нефть с со- держанием солей от 241 до 807 мг/л.

О самом разнообразном соотношении воды в отка- чиваемой на АГС и прини- маемой Горьковским НПЗ нефти свидетельствуют мно- гие данные. Однако во всех случаях находившаяся в неф- ти вода легко от нее отде- лялась, что, естественно, было бы невозможно, если бы в процессе движения эмульсии по трубопроводу не происходило ее эффектив- ного разрушения. Отсюда следует, что продолжающиеся

Таблица 66

Серия исследования	Содержание воды, %										Содержание на выходе с ЭЛОУ-2	
	При откачивании с промысла	на входе в резер- вуйр АГС	при отгосе на АГС				при откачи- вании на Горь- ковский НПЗ	перед входом на ЭЛОУ-2	хлористых солей, мг/л			
			средняя по ГОСТ	время от- бора после заполнения, ч	при высоте отбора в резервуаре от зеркала залива, см				воды, %	по АЭС-1	по ГОСТ	
					150	300						414
1	0,96	1,5 1,5 0,7 0,7	1,4	0 2 4 6	0,27 0,05 0,0 0,0	0,5 0,3 0,3 0,06	0,4 0,18 Следы 0,18	0,99	0,05	9—5	9—10	
2	1,11	0,6 5,8 0,06 0,18	2,6	0 2 4 6	0,45 0,24 0,12 0,0	1,8 0,7 0,5 0,18	Следы 3,0 7,8 98,0 99,0	0,98	0,3—0,5	3—5	5,9	

процессы разрушения эмульсии при ее движении по магистральному трубопроводу обуславливают не только возможность глубокого обессоливания нефти на НПЗ, но и при существующей технологии откачки нефти на ЭЛОУ из нижней части резервуаров являются причиной поступления в аппараты нефти с различным содержанием в ней воды. Это вызывает неустойчивость технологического режима работы ЭЛОУ, а так же является источником недоумений в отношении качества нефти при осуществлении приемосдаточных операций между транспортными организациями и нефтепереработчиками.

Однако приведенные выше данные свидетельствуют о том, что при правильно осуществляемой технологии подготовки нефти проблему ее глубокого обессоливания на НПЗ можно решить, не прибегая к строительству дополнительных установок ни на промыслах, ни на заводах. Одним из путей решения этой проблемы является введение реагента в поток нефти, откачиваемой с промыслов на нефтеперерабатывающие заводы, и использование в связи с этим промысловых и магистральных нефтепроводов в качестве высокоэффективных технологических аппаратов.

Работа ЭЛОУ на нефти повышенного качества

В летний и осенний периоды 1970 г. в нефтепровод Альметьевск—Горький диаметром 500 мм для обезвоженной нефти закачивалась обессоленная нефть. Продолжительность закачки в обоих случаях составляла один месяц. Данные о качестве нефти по пути ее движения представлены в табл. 67. По мере удаления от Альметьевских головных сооружений до Горьковского НПЗ среднее содержание воды и солей в нефти постепенно возрастало. Эта закономерность наблюдалась после двух- и трехкратной промывки трубопровода обессоленной нефтью. Так, нефть, откачанная из АГС 22 сентября, содержала солей 34 мг/л и воды 0,07%, а на НПС ст. Ликеево — соответственно 568 мг/л и 0,22%. Во всех случаях пробы нефти отбирались на выкиде работающих насосов с интервалом через 2 ч. На НПС ст. Ликеево пробы нефти отбирались из трубопровода перед входом в резервуары товарно-сырьевой базы.

Ухудшение качества нефти по мере продвижения по выбранному для исследования трубопроводу объясняется постепенным смешением ее с соленой нефтью, откачиваемой по двум другим параллельно работающим трубопроводам. Все три трубопровода на каждой из промежуточных перекачивающих станций связаны между собой перемычками, через которые в процессе перекачки происходит сброс нефти из одного нефтепровода в другой. Таким образом, в конечном итоге на заводские ЭЛОУ поступала нефть с содержанием солей 600—900 мг/л. В этой связи весьма интересно было выяснить влияние абсолютного содержания солей в сырье на глубину обессоливания нефти на ЭЛОУ.

ЭЛОУ-2 работает на нефти, поступающей из товарно-сырьевой базы завода (10 ЖБР-10000) через промежуточный товарный парк

Дата откчки нефти из АГС	Качество нефти в местах отбора проб											
	Альметьевск		Михайловка		Ковали		Тиньгова- тово		Воротынец		Ст. Ликеево	
	воды, %	соли, мг/л	воды, %	соли, мг/л	воды, %	соли, мг/л	воды, %	соли, мг/л	воды, %	соли, мг/л	воды, %	соли, мг/л
11/IX 1970 г.	0,15	300	0,34	322	—	—	—	—	—	—	0,53	1375
12/IX	0,35	120	0,9	136	—	—	—	—	—	—	0,53	1547
13/IX	0,17	130	0,45	210	—	—	—	—	—	—	0,75	1446
14/IX	Следы	45	0,03	56	—	—	—	—	—	—	0,55	1120
15/IX	0,1	45	0,2	322	—	—	—	—	—	—	0,39	1072
16/IX	Следы	45	0,3	224	—	—	—	—	—	—	0,4	820
17/IX	0,27	160	0,03	56	—	—	—	—	—	—	0,31	416
18/IX	0,02	45	0,04	140	—	—	—	—	—	—	0,36	424
19/IX	0,03	45	0,05	70	—	—	—	—	—	—	0,25	380
20/IX	0,08	45	0,03	56	0,07	210	—	—	0,1	421	0,26	333
21/IX	0,22	33	0,02	49	0,24	146	—	—	0,57	584	0,17	319
22/IX	0,07	34,5	0,06	46	0,34	339	0,23	409	0,31	467	0,22	568
23/IX	0,07	34,5	0,06	138	0,85	310	0,34	315	0,06	584	0,18	489
24/IX	Следы	60	0,06	63	0,18	199	0,1	438	0,1	234	0,2	504
25/IX	0,02	36	0,02	63	0,36	236	0,68	584	0,26	397	0,21	482

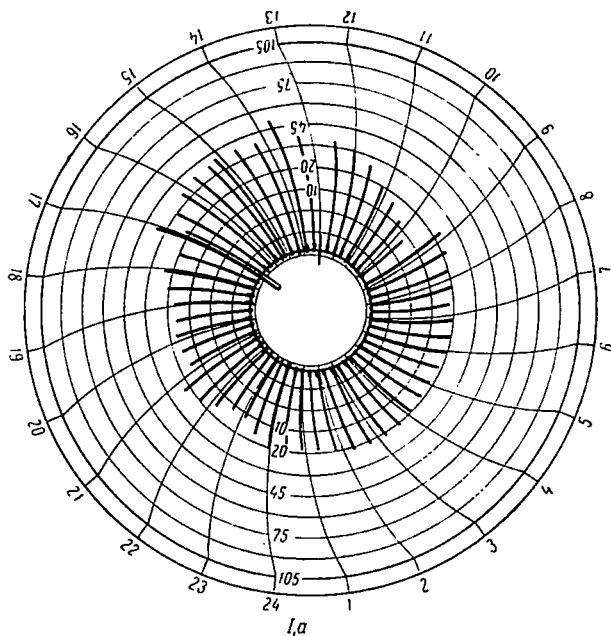
(2РВС-5000). Из резервуаров этого парка непрерывно ведется сброс воды, отделившейся от нефти за счет эффективного разрушения в магистральном трубопроводе. В табл. 68 представлены данные о работе ЭЛОУ-2 (сырье — смесь обезвоженной и обессоленной нефти) за осенне-летний период. Для сравнения приведены данные о ее работе в зимнее и летнее время (январь и июнь соответственно; в качестве сырья служила обезвоженная на промыслах нефть).

Хотя общее среднее содержание воды и солей в обрабатываемой нефти отличается незначительно, качество обработанной после II ступени нефти при соблюдении обычного режима установки в последнем случае резко возросло (когда на установку поступала смесь обессоленной и соленой ромашкинской нефти). Содержание солей в нефти по ГОСТ 2517-60 снизилось до 8,5 мг/л (рис. 74). Это объясняется тем, что значительная часть обрабатываемой нефти была представлена глубоко разрушенной эмульсией и только часть капель, перешедших в поток из обезвоженной нефти, имела прочные бронирующие оболочки. На качество выходящей после ЭЛОУ нефти влияет не столько абсолютное количество солей, содержащихся в нефти, сколько качество бронирующих оболочек на каплях пластовой воды.

Таким образом, установлено, что глубокое обессоливание нефти на заводских ЭЛОУ достигается и при их работе на сырье со средним содержанием солей 500—700 мг/л. Поэтому проблема глубокого обессоливания нефти на НПЗ может быть решена в любое время. Естественно, что в строительстве дополнительных установок и в этом

Период работы	Производительность, т/ч	Тип и расход реагента	Характеристика сырья		Готовая нефть после II ступени		
			Содержание воды, %	Содержание хлористых солей, мг/л	Усредненные показатели по АЭС-1	по ГОСТ	
						количество определений	усредненные показатели
1—31/I 1970 г.	240	Оксид А, 27,4 г/т	0,9	1997	14	62	13
1—30/VI 1970 г.	245	Дисолван, 19,9 г/т (с 1 по 6/VI); оксид А, 24,9 г/т (с 6 по 30/VI)	0,41	796	12	54	14
14—27/VIII 1970 г.	240	Дисолван, 18,2 г/т	0,48	996	4—10	26	8,5
22—29/IX 1970 г.	240	Прогалит, 24,2 г/т	0,35	732	5—10	16	8,7

случае ни на промыслах, ни на заводах не будет никакой необходимости. Для этого необходимо разрушать эмульсию в магистральных нефтепроводах путем введения в нее реагента на головных сооружениях



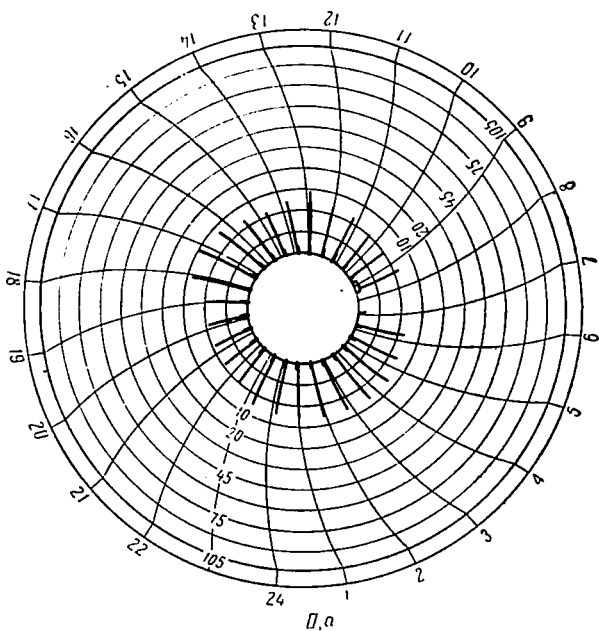
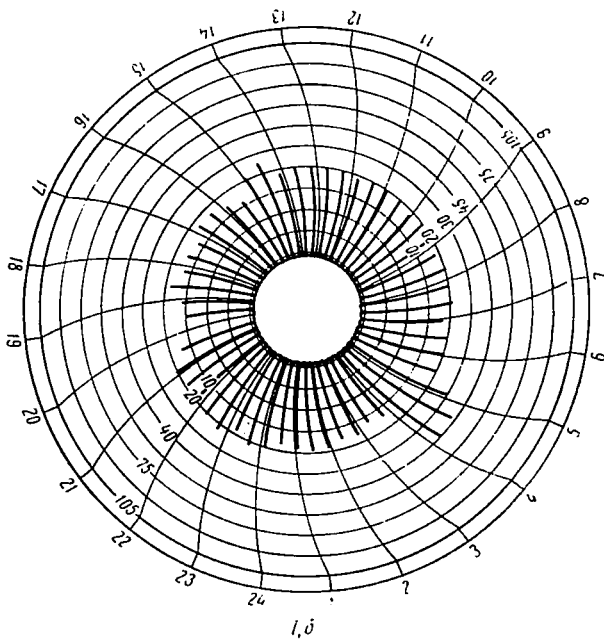


Рис. 74. Диаграммы показаний солемеров ЭЛОУ-2 Ново-Горьковского НПЗ при работе на эмульсии с одинаковым содержанием солей.

I — установка работает в обычном режиме, содержание солей в исходной нефти 444 мг/л (а) и 896 мг/л (б), на выходе из ЭЛОУ 20—45 мг/л; *II* — установка работает в комплексе с магистральным трубопроводом, содержание солей в исходной нефти 746 мг/л, на выходе из ЭЛОУ 7,5 мг/л.

промыслов или на перекачивающих станциях по пути движения к заводу.

К аналогичным выводам о возможности глубокого обессоливания нефти на заводских ЭЛОУ в две электрические ступени без изменения режима их работы несколько позже пришли и другие исследователи.

Деэмульсация прикамских нефтей на Рязанском НПЗ

Значительный интерес представляет возможность повышения глубины обессоливания на отечественных заводах более вязких, чем ромашкинская, нефтей с повышенным содержанием серы, образующих весьма стойкие эмульсии. К таким нефтям относится прикамская нефть.

Повышение глубины обессоливания прикамских нефтей было достигнуто за счет использования в технологических целях трубопровода Альметьевск—Горький—Рязань. Для этого на головных сооружениях Северо-Западного управления магистральными нефтепроводами в г. Альметьевске была осуществлена дозировка реагента 14—18 г/т откачиваемой нефти, обводненность которой достигала 1%, а содержание солей 2000 мг/л.

Для изучения процессов, происходящих в трубопроводе при прокачке по нему нефти, обработанной дополнительным количеством реагента, по трассе трубопровода на 1-м, 33-м, 54-м и 85-м и 110-м км от г. Альметьевска были смонтированы устройства, позволяющие исследовать процессы взаимодействия капель воды в нефти и их распределение визуально и с применением микрокиносъемки, отбирать пробы для определения качества нефти по сечению трубопровода, включая и ее вязкость, определять агрессивность среды и скорость коррозии трубопровода.

Была взята нефть вязкостью при 20° С 16—17 сСт, плотностью 0,870. Производительность трубопровода в процессе исследования 6 тыс. т/сутки. Условия для расслоения потока были близкими к идеальным, так как скорость его движения была невелика, а число Рейнольдса составляло около 4000.

Поток нефти оказался довольно однородным как по сечению, так и по длине трубопровода независимо от того, вводился реагент в трубопровод или нет (табл. 69). Следует, однако, заметить, что при подаче реагента в трубопровод водная подушка на 85-м и 110-м км, ранее возникшая в пониженной части трубопровода, стала размываться потоком и к концу эксперимента (около одного месяца) исчезла, что свидетельствовало об эффективной очистке трубопровода от водных пробок при введении в него реагента. Расслоение потока на нефть и воду при введении реагента обнаружено не было. Более того, подача реагента в трубопровод создала предпосылки для более равномерного распределения капель воды по его сечению, что и было подтверждено микрокиносъемкой.

Не изменилась при подаче реагента в поток нефти и скорость коррозии металлических образцов, установленных на 85-м и 110-м км.

Место отбора проб, слои по сечению трубы	Содержание в нефти			
	до подачи реагента		при подаче реагента	
	воды, %	солей, мг/л	воды, %	солей, мг/л
1-й километр:				
верх	0,12	1163	0,42	1 134
середина	0,6	1663	0,42	1 134
низ	0,48	1251	0,42	1 182
33-й километр:				
верх	0,6	1064	Следы	902
середина	0,36	902	0,18	1 396
низ	0,72	1874	0,12	1 367
54-й километр:				
верх	0,74	1559	0,24	785
середина	0,24	901	0,18	844
низ	0,25	1134	1,4	5 206
85-й километр:				
верх	1,28	1908	—	—
середина	2,4	6108	—	—
низ	100 *	—	—	—
110-й километр:				
верх	0,6	1501	0,24	1 192
середина	1,2	2257	0,18	1 105
низ	100 **	—	82,4	25 158

* Слой воды.

** Слой воды 10 см.

Независимо от наличия в нефти дополнительных порций реагента скорость коррозии осталась постоянной (0,008 мм/год). Улучшение режимных характеристик трубопровода сопровождалось более глубоким, чем это удалось достигнуть на промыслах, разрушением бронирующих оболочек на каплях пластовой воды. Это сказалось на глубине обессоливания нефти на Рязанском НПЗ.

Обессоливание прикамской нефти на Рязанском НПЗ осуществлялось на ЭЛОУ, которая работала по следующей технологической схеме. Нефть из товарного парка в количестве 370 м³/ч сырьевыми насосами прокачивалась через группу теплообменников, нагревалась в них до 100—110° С и поступала на термохимическую ступень обезвоживания, а затем в шаровые электротермохимдегидраторы II и III ступеней. На прием сырьевого насоса подавался деэмульгатор дисолван (40 г/т). Перед термохимической и электрическими ступенями в поток нефти подавалась подогретая до 45° С промывочная вода при общем ее расходе 53 м³/ч (14%).

О качестве нефти после III ступени ЭЛОУ можно судить по данным, представленным на рис. 75: на выходе из установки содержание

солей в нефти при использовании в технологических целях магистрального трубопровода оказалось ниже примерно на 30% (15 мг/л против 24 мг/л до исследований). Полученные результаты тем более

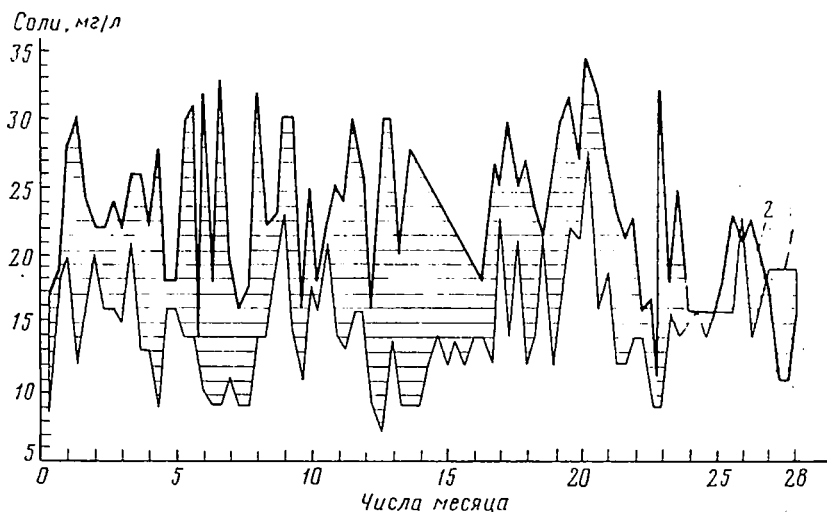


Рис. 75. Глубина обессоливания прикамской нефти на Рязанском НПЗ.

1 — при работе ЭЛОУ в блоке с трубопроводом Альметьевск — Горький — Рязань; 2 — при работе в обычном режиме.

интересны, что по ряду причин к обработанной реагентом в магистральном трубопроводе нефти добавлялась необработанная соленая нефть других сортов.

§ 2. РАЗРУШЕНИЕ ЭМУЛЬСИИ ПРИ ПОДОГРЕВЕ

Технологическая характеристика трубопровода

Трубопровод Узень—Куйбышев с технологической точки зрения является единственной в своем роде естественной обессоливающей установкой, способной осуществлять обессоливание нефти в крупных промышленных масштабах без применения пресной воды и электрического поля, практически без вмешательства обслуживающего персонала.

Этому способствует следующее. 1. Поддерживание в течение любого времени года температуры нефти в трубопроводе 30—60° С (трубопровод является горячим). 2. Многократное осуществление процесса дробления и слияния капель в объеме нефти в параболическом поле скоростей по сечению трубопровода. 3. Благоприятный гидродинамический режим движения по длине трубопровода, в частности турбулентный режим высоких параметров после пунктов подогрева с постепенным снижением уровня турбулентности по длине трубопровода к следующей станции подогрева вплоть до уровня

Параметры	Производительность трубопровода, млн. т/год			
	5	10	20	30
Скорость движения, м/с	0,226	0,453	0,906	1,359
Числа Рейнольдса при температуре, °С:				
30	2 800	5 650	11 300	16 950
35	9 550	19 100	38 200	57 300
40	12 500	25 000	50 000	75 000
50	19 800	39 600	79 200	119 000
60	25 250	50 500	101 000	151 500
70	55 000	110 000	220 000	330 000
Время движения:				
до Гурьева, ч	936	418	209	139
до Куйбышева, ч	1800	900	450	300
Поверхность инвертирующего экрана трубопровода, м ² :				
до Гурьева		2,19 · 10 ⁶	2,19 · 10 ⁶	2,19 · 10 ⁶
до Куйбышева		4,7 · 10 ⁶	4,7 · 10 ⁶	4,7 · 10 ⁶

надкритической зоны, граничащей с областью ламинарных режимов, обеспечивающей укрупнение капель и возможность расслоения потока на нефть и воду. 4. Огромная поверхность (несколько миллионов квадратных метров) внутренней полости трубопровода, способная выполнять роль инвертирующего экрана по разрушению бронирующих оболочек на каплях пластовой воды. 5. Длительное время движения нефти по трубопроводу, являющееся в данном случае технологическим временем, обуславливающим высокую устойчивость (от 6 до 40 сут.) процесса. 6. Наличие в потоке остаточного реагента в результате обезвоживания нефти на промыслах.

Некоторые технологические параметры трубопровода Узень—Гурьев—Куйбышев, за исключением температуры в местах подогрева и по длине линейной части трубопровода, существенно влияющие на процессы разрушения эмульсии при ее транспортировании, приведены в табл. 70 и на рис. 76.

Процесс разрушения эмульсии

Наиболее вероятными местами появления свободной воды являются пониженные участки трубопровода, примыкающие к очередному пункту подогрева, так как именно в этих интервалах турбулентность потока бывает наименьшей. Но скопление воды в трубопроводе возможно и на восходящих участках даже после нагревательных станций. В связи с тем что производительность участка трубопровода Гурьев — Куйбышев невысока, а температура непостоянна,

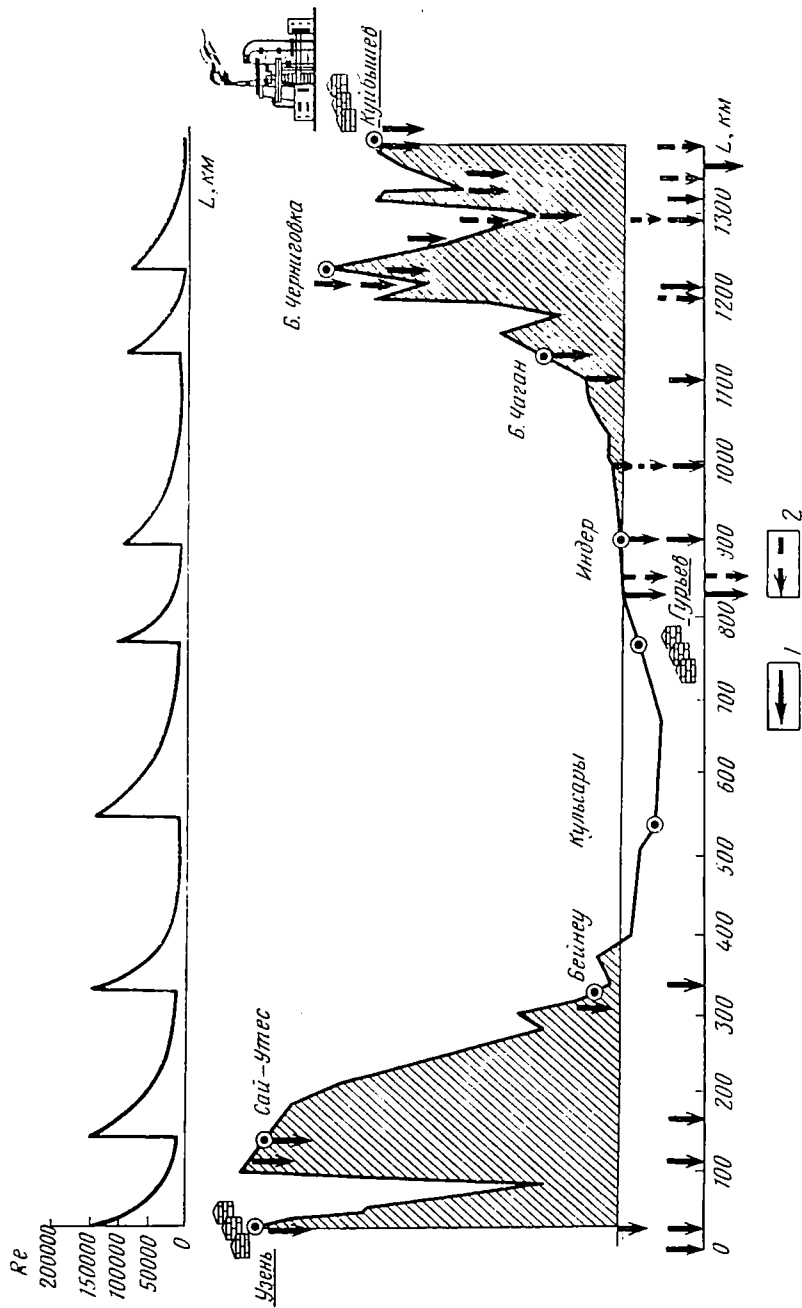


Рис. 76. Схема и профиль нефтепровода Узень — Гурьев — Куйбышев.
 1 — места отбора проб; 2 — места сброса дренажной воды.

турбулентность потока в этом интервале на подходах к нагревательным станциям значительно снижается и вплотную приближается к параметрам, характеризующим режим движения потока как ламинарный (см. рис. 76). Это обуславливает возможность расслоения потока на нефть и воду и поступление на перекачивающие станции транспортных организаций и товарно-сырьевые базы нефтеперерабатывающих заводов нефти различного качества. Поступление обессоленной нефти чередуется с появлением сильно обводненной нефти или водных пробок.

Содержание воды и солей в нефти по длине и сечению трубопровода на различных его участках существенно различалось. В интервале Узень—Гурьев в нефти отмечалось более высокое содержание солей, которое в целом приближенно отвечало степени ее обводненности (табл. 71). По сечению трубопровода расслоения потока не происходит, что вполне объяснимо высокой степенью его турбулентности. Это, однако, не означало, что в район Гурьева не приходила глубоко разрушенная эмульсия. Напротив, по отводу диаметром 426 мм и длиной около 26 км в верхней части магистрального трубопровода на Гурьевский НПЗ отбиралась нефть высокого качества с содержанием солей от 24 до 171 мг/л.

Анализ нефти по высоте резервуаров на Гурьевской НПС показал, что эмульсия является нестабильной и проявляет тенденцию к расслоению при попадании в любую емкость: содержание солей в ней изменяется от 225 мг/л на высоте 1 м от дна до 84 мг/л на высоте 5 м, а содержание воды — от 0,36 до 0,0%. Это свидетельствовало о том, что Гурьевский товарный парк в принципе мог бы выполнять технологические функции по завершению процесса разрушения эмульсии в трубопроводе и после сброса воды в систему канализации обеспечить откачку глубоко обезвоженной и существенно обессоленной нефти.

При соответствующей обязанности товарного парка и решении проблемы сокращения потерь легких фракций [42] и канализации сточной воды процесс получения обессоленной нефти на этом узле даже без применения пресной промывочной воды и электрического поля мог бы найти практическое осуществление в полном объеме, т. е. для всей нефти, поступающей на Гурьевскую перекачивающую базу (НПБ). В этом случае Гурьевский узел технологически выполнял бы функции поставщика обессоленной до 40 мг/л нефти Гурьевского НПЗ, Волгоградского НПЗ, Куйбышевского НПЗ и базы смешения в Лопатино.

Имеющиеся мощности товарных парков в Гурьеве позволяли осуществлять эти операции. В составе Гурьевской НПБ имелось восемь резервуаров, в том числе, шесть РВС-10000 и два РВС-20000. Перекачивающая станция рассчитана на прием 5000 м³/ч, т. е. на 43 млн. т/год нефти. В период исследований НПС перекачивала около 8,5 млн. т/год нефти, так как значительная ее часть транзитом направлялась на Гурьевский НПЗ и другие объекты. Товарный парк работал в режиме прием — наполнение (сброс дренажа) — откачка.

Место отбора по длине трубопровода от Узени, км	Точка отбора проб в оборудовании	Качество нефти	
		Содержание воды, %	Содержание солей, мг/л
0; Узень	Выкид магистрального насоса	Следы 2,4	24,2 52,1
684; Гурьев	Резервуар; от днища, м:		
	1	0,36—0,0	171
	3	0,24—0,12	107—111
	5	0,0—0,0	92—76
770; Пункт подогрева Карманово	Верх трубы, вангуз	0,2 0,24	46 33
		0,12—0,24 0,24—0,12	67—56 64—61
1108; Янакино	Трубопровод; от дна, см:		
	100	0,12—Следы	23
	80	2,4—Следы	69
	60	Следы—3,2	36
	40	Следы	45—46
1251;	Низ трубопровода	1,8—1,2	567
1270; Б. Черниговка	На входе в печь (в воде 3166 мг/л солей)	0,36—0,12	17—637
1302	Вангуз; по сечению трубопровода; от дна, см:		
	100	0,6—0,96	217—219
	80	1,2—0,6	269—231
	60	0,84—0,6	200
	40	0,48—0,48	162—218
	20	0,48—0,36	313
1380	Вход в печь; верхняя точка	0,12—Следы	15—17

Из-за недогруженности его по нефти перекачка зачастую велась транзитом. Общий запас емкостей позволяет одновременно иметь на станции около 80 000 т нефти. Это позволяло выдерживать в резервуарах товарного парка мангышлакскую нефть практически 1 сут при максимальной производительности трубопровода Узень—Гурьев 32 млн. т/год.

Однако из-за отсутствия дренажной системы (с максимальной пропускной способностью 450 м³/сут) необходимые операции по качественному сбросу воды не велись и нефть вместе с водой откачивалась далее на Ново-Куйбышевский НПК (табл. 72).

Поэтому поступившая из Узени нефть по замерам на Гурьевской НПС содержала более 2% воды, что не соответствовало актам приемо-сдаточных операций в Узени, по которым нефть квалифицировалась как безводная (содержание воды не более 0,5—0,7%). Появление воды объясняется (как указывалось выше) подачей из верхней части магистрального трубопровода в 426-мм отвод высококачественной нефти на Гурьевский НПЗ. Это свидетельствует о том,

Дата	Содержание воды в нефти, %			Содержание хлористых солей, мг/л
	при поступлении с Узени	в резервуарах НПС	в откачке на Куйбышев	
Апрель	2,42	1,97	1,74	877,73
Июнь	2,13	1,84	1,88	391,6

что в нижней части трубопровода движется более обводненная эмульсия, и частично объясняет повышение воды в сырье, поступающем на Гурьевскую НПС.

Однако за счет путевого отбора высококачественной нефти на Гурьевский НПЗ содержание воды в оставшемся сырье не могло быть выше 0,75%, что и было подтверждено исследованиями. Послойный отбор проб по сечению резервуаров в Гурьеве показал, что нефть в них является глубоко обезвоженной (см. табл. 71). Следовательно, указанное в табл. 72 содержание воды в нефти не характеризует ее товарных свойств и может быть объяснено только быстрым переходом в состав дренажной воды значительной части капель эмульсии в результате глубокого ее разрушения в процессе движения по трубопроводу, появлением слоя свободной воды на дне резервуара уже в процессе его заполнения и захватом этой воды пробоотборником при отборе нижних порций нефти и составлении средней пробы. Это же указывает на недостаточно полный сброс воды из резервуаров перед их замером. Кроме того, при существующей технологии заполнения и откачки нефти из резервуаров возможна перекачка воды и нефти по магистральному трубопроводу в виде пробок. Несоответствие качества нефти на головных участках магистральных трубопроводов и на товарно-сырьевых базах НПЗ является типичным практически для всех групп заводов, перерабатывающих нефть с промыслов различных нефтедобывающих районов страны, что и было показано на приведенном выше примере.

При движении нефти в интервале Гурьев—Куйбышев вследствие более низкой, чем в предыдущем интервале, турбулентности потока на отдельных участках трубопровода, оказалось возможным более четкое ее разделение по качеству. Так, при отборе проб в верхнем сечении трубопровода на 770-м км содержание солей в нефти составило 33—52 мг/л (см. табл. 71). Более высокое содержание солей в нефти оказалось на 901-м км. Весьма показателен двухкратный отбор проб по сечению трубопровода на 1108-м км. В обоих случаях в трубопроводе была обнаружена высококачественная нефть с содержанием солей 45—50 мг/л, за исключением самого нижнего слоя (10 см от дна), когда в нефти было обнаружено повышенное содержание воды (0,84—3,6%) и солей (1072—4208 мг/л). На самом дне трубы была отобрана чистая вода с содержанием солей 66 364 мг/л.

Шумиты сброса воды, км

849-й		999-й		1225-й		1269-й		1301-й		1358-й		1380-й	
Дата	Кол-во, м³	Дата	Кол-во, м³	Дата	Кол-во, м³	Дата	Кол-во, м³	Дата	Кол-во, м³	Дата	Кол-во, м³	Дата	Кол-во, м³
1971 г.: 21—29/IX	36,5	1971 г.: 1—20/XII	379	1—20/XII 1971 г.	170	31/XII 1971 г.	130	1971 г.: 31/VII— 3/VIII	130	1971 г.: 29/VII— 4/VIII	219	1—20/XII 1971 г.	2,5
4/X	2,0	21—31/XII	66				120	1—5/VIII	120	26—28/VII	190	21—31/XII 1971 г.	22,5
18—28/X	55,5	31/XII 1972 г.:	47				75	5—9/VIII 10—12/VIII	75	1—5/VIII 6—8/VIII	409		
1/XI	1,0	1—24/I	523				164	23/VIII	8	9—10/VIII	104		
2/XI	6,0	24—28/I	96				37	24—31/VIII	37	11—13/VIII	0		
25/XI	4,0	1—10/II	240				0	1—20/IX	0	14—15/VIII	0		
1/XII	3,5	10—23/II	33				380	1—20/XI	380	1—20/IX	0		
7/XII	1,5	23—29/II	60				130	21—31/XII	130	20—30/IX	51,5		
8/XII	4,0	1—10/III	106				50	31/XII	50	1972 г.:			
9/XII	1,5	10—20/III	159				195	1972 г.:	195	23—29/II	12,3		
10/XII	1,5						97	1—24/I	97	1—10/III	50,3		
12/XII	1,0						164	24—28/I	164	10—20/III	80		
13/XII	1,5						100	1—10/II	100				
21/XII	2,0						35	10—23/II	35				
							90	23—29/II	90				
							120	1—10/III	120				
								20—20/III					

Повышенное содержание воды в нефти было отмечено при отборе проб из нижней части трубопровода на 1251-м км (1,2—1,8%). Это также свидетельствовало о перераспределении нефти по ее качеству по сечению трубопровода. Высокое качество нефти по сечению трубопровода отмечено на 1302-м км.

Об улучшении качества и расслоении потока на нефть и воду в процессе движения по магистральному трубопроводу свидетельствуют факты сброса воды специалистами транспортного управления в земляные амбары в ряде мест по его трассе (табл. 73). За период с 11/VIII 1971 г. по 28/I 1972 г., по данным Приволжского нефтепроводного управления, было сброшено 3694 м³ воды, что эквивалентно улучшению качества 3,694 млн. т нефти при условии доведения остаточного содержания воды в ней до 0,1%.

Вода появляется периодически и в течение 1—6 ч в сутки сбрасывается небольшими порциями (до 10 м³/сут). Весьма показательно, что сброс воды из трубопровода осуществляется сразу же после Гурьевской НПС (849 км) и затем по трассе трубопровода на подъеме в районе 999-го км. Основное количество ее сбрасывается из пониженных участков трубопроводов на 1301-м 1358-м км. Вместе с тем весьма характерно, что вода по дну трубопровода движется вплоть до Куйбышева, в связи с чем оказался возможным сброс ее даже на 1380-м км.

В конечном счете в результате гидродинамических эффектов при транспортировании по трубопроводу на Ново-Куйбышевский НПК приходит в основном нефть высокого качества с содержанием солей от 20 до 200 мг/л (рис. 77), которую можно сравнивать с обессоленной нефтью на выходе из установок комплексной подготовки нефти, действующих в других районах на мангышлакских и ромашкинских нефтях. На рис. 77 представлена кривая распределения содержания солей в нефти на выходе из ЭЛОУ Волгоградского НПЗ до работы завода в блоке с магистральным трубопроводом. Как видно, выходящая после трех ступеней заводской ЭЛОУ нефть не намного качественнее той, которая была получена за счет гидродинамических эффектов в процессе ее транспортирования по трубопроводу от Узени до Ново-Куйбышевского НПК. Следовательно, в этом случае эффективность работы трубопровода можно сравнить с эффективностью двух, а то и трех ступеней заводских ЭЛОУ.

Еще более интересное соотношение возникает при сравнении качества мангышлакской нефти из трубопровода на подступах к Куйбышеву с качеством нефти, выходящей после двух и даже трех ступеней УКПН, действующих в ряде нефтедобывающих районов: нефть из трубопровода Узень—Куйбышев (сырая) не уступает по качеству обессоленной нефти по данным ходовых анализов многих установок в Татарии, Башкирии и т. д. (см. рис. 77). Это же можно сказать и в отношении устойчивости работы этих объектов.

Процессы разрушения эмульсии при ее движении по магистральному трубопроводу протекают настолько глубоко, что в данном случае для ее обессоливания в трубопроводе практически отпадает

необходимость добавлять пресную воду. Этому в значительной мере способствует низкая минерализация пластовых вод (50—70 мг/л). Например, при обезвоживании нефти Ромашкинского месторождения на Северо-Альметьевской УКПН отделяются пластовые воды с содержанием солей 199 г/л, на Павловской УКПН 205 г/л, на Бирючевской ТХУ 253 г/л и Чишминской ТХУ 256 г/л. Низкая минерализация пластовых вод месторождений Мангышлака означает, что в нефти обводненностью 1% содержится не более 70 мг/л солей, что в 2,9—3,6 раза меньше, чем при соответствующей обводненности нефтей Татарии.

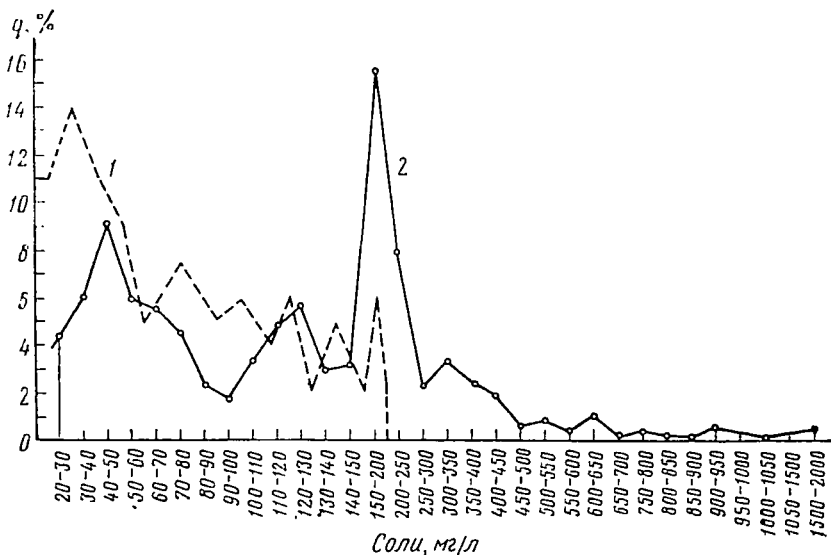


Рис. 77. Кривые распределения содержания солей в нефти.

1 — на выходе из ЭЛОУ Волгоградского НПЗ после обезсоливания; 2 — поступающей по трубопроводу Узень — Гурьев — Куйбышев на Ново-Куйбышевский НПК за 1971—1972 гг.
q — количество нефти к общему ее объему, %.

Следовательно, глубокое обезвоживание нефти в Узени (до 0,1%) равнозначно ее обезсоливанию до 70 мг/л солей. Поскольку месторождения Мангышлака разрабатываются с применением заводнения, будет происходить дальнейшее опреснение пластовых вод, извлекаемых вместе с нефтью, что создает благоприятные условия для улучшения качества обезвоженной мангышлакской нефти.

Поэтому технологически целесообразно, а экономически наиболее выгодно, осуществлять обезсоливание в одну термохимическую ступень при Ново-Куйбышевском НПК или на базе смешения в районе Лопатино. Такое решение позволяет не только отказаться от строительства дорогостоящей обезсоливающей установки, но и свести к минимуму эксплуатационные расходы, и, что особенно важно, в 5 раз уменьшить расход дефицитной промывочной воды.

В Узени целесообразно ограничиться глубоким обезвоживанием добываемой на промыслах нефти. Все это позволит в полной мере воспользоваться преимуществами социалистической системы хозяйствования и избежать неравномерностей капиталистического способа производства, неизбежно появляющихся в аналогичных случаях и наносящих ущерб национальной экономике.

§ 3. ОБЕССОЛИВАНИЕ МАНГЫШЛАКСКОЙ НЕФТИ НА НПЗ

Обессоливание без использования в технологическом цикле магистрального нефтепровода

Вопросам технологии и глубины обессоливания мангышлакской нефти на нефтеперерабатывающих заводах уделяется исключительно большое внимание [10, 110, 111]. К одной из наиболее обстоятельных работ в этой области можно отнести исследования Р. А. Филиной и Р. К. Хабибуллиной. Авторы исследовали возможность обессоливания на пилотной установке узеньской нефти с содержанием исходных солей в ней 460 мг/л [110]. При этом подтвердилась эффективность термохимического и электрохимического обессоливания в две ступени, а также комбинированных вариантов с использованием термохимического обессоливания на I и затем на II ступенях. Температура нагрева нефти при исследованиях изменялась от 95 до 120° С, расход реагента $S = 23$ составлял 20 г/т, промывочная вода подавалась из расчета 8 и 6% на I и II ступени. Исходное содержание солей в сырой нефти достигало 384 мг/л. Остаточное содержание солей в нефти после I ступени составило 88 мг/л, а после II ступени 18 мг/л. При отключении электрического поля и примерно том же качестве исходного сырья остаточное содержание солей в нефти по ступеням распределилось следующим образом: после I ступени 359 мг/л, после II ступени 254 мг/л, хотя процесс осуществлялся при 120° С, а время отстоя составляло 2 ч.

Поочередное отключение электрического поля на I и II ступенях показало преимущество технологической схемы по варианту электротермохимдегидратор — термохимдегидратор. Остаточное содержание солей в нефти в этом случае после I ступени было снижено при работе на дисолване до 47 мг/л, а после II — до 19 мг/л, а при работе на сепароле-22 — до 70 и 40 мг/л соответственно. При обратном варианте (термохимдегидратор — электротермохимдегидратор) содержание солей в нефти по ступеням оказалось выше (441 и 270 мг/л соответственно).

В результате исследований авторы сделали выводы о том, что рациональная схема обессоливания мангышлакской нефти должна предусматривать ее двухступенчатую обработку в электротермохимдегидраторах при градиенте электрического поля 2,7 кВ/см и времени пребывания эмульсии в межэлектродном пространстве около 2,5 мин. Общий расход промывочной воды на двух ступенях

рекомендован 14% от обрабатываемого сырья, температура процесса должна быть не ниже 95° С. Отсюда следует, что мангышлакские эмульсии являются весьма стойкими.

К выводам, которые сделали авторы работы [110, 111], мы бы хотели добавить следующее.

Если применение одной и даже двух термохимических ступеней при обработке эмульсии по общепринятой технологии не может обеспечить обессоливания нефти до необходимой глубины, то разрушение эмульсии в магистральном трубопроводе Узень—Куйбышев делает разрешимой эту задачу.

Стабильность мангышлакской эмульсии отмечена и в работе Н. В. Бергштейна с коллегами, в которой авторы описывают опыт обессоливания этой нефти на Волгоградском НПЗ при различных технологических режимах [10].

При обработке ими мангышлакской эмульсии с содержанием солей около 1000 мг/л на ЭЛОУ-2 в две ступени, одна из которых была термохимической (три горизонтальных отстойника объемом по 100 м³), а вторая — оснащена электродегидраторами (12 вертикальных аппаратов по 30 м³), при 100° С и производительности 220—240 м³/ч остаточное содержание солей в нефти составляло 200—400 мг/л. Расход дисолвана достигал 50—60 г/т. Анализ работы ЭЛОУ-3 в составе трех шаровых электротермохимдегидраторов (производительностью 250—400 м³/ч) позволил авторам сделать вывод о неэффективности работы термохимической ступени и необходимости ее эксплуатации с применением электрического поля. Это позволило повысить производительность установки до 400—440 м³/ч. При общем содержании солей в исходном сырье 992—1328 мг/л качество нефти по ступеням в этом случае характеризовалось следующими цифрами: после I ступени 138—180 мг/л, после II — 33—46 мг/л, после III — 16—20 мг/л.

Обращают на себя внимание и такие данные: при работе установки в течение 5 мес в три ступени (термохимическая и 2 электротермохимические) в обессоленной нефти, несмотря на значительный расход деэмульгатора (прогалит, 60—80 г/т), содержалось в среднем 63 мг/л солей, а при работе в течение такого же периода в две электротермохимические ступени 77 мг/л.

При обессоливании нефти в три электротермохимические ступени остаточное содержание солей в нефти снизилось до 20 мг/л при расходе дисолвана около 35 г/т.

В более поздней работе Я. Б. Креславского и др. [41] также отмечается исключительная стойкость мангышлакских эмульсий, обуславливающая технологические трудности при ее обессоливании. В частности, авторы указывают на большие колебания содержания солей в уходящей с ЭЛОУ Волгоградского НПЗ нефти (от 10 до 180 мг/л), что характеризует режим ее работы как нестабильный.

В результате обследования установки и обобщения полученных материалов авторы пришли к заключению, что остаточное содержание

солей в нефти при их исходном содержании 900—1100 мг/л может быть снижено до 25—35 мг/л при работе установки в три ступени при следующих параметрах: температуре 120—130° С, расходе воды 19—21 м³/ч, производительности установки 310 ÷ 320 м³/ч.

Работа заводских ЭЛОУ в блоке с магистральным нефтепроводом

Гурьевский НПЗ

Обезвоженная на промыслах мангышлакская нефть принималась на Гурьевском НПЗ в 3 резервуара типа РВС объемом по 10 000 м³. Резервуары на 1/3 высоты теплоизолированы, оборудованы системой внутреннего обогрева. Нефть откачивалась на заводские ЭЛОУ, как правило, сразу же после заполнения резервуаров и осуществления товарно-сдаточных операций. Резервуары заполнялись нефтью через поворотную трубу на высоту 1,5—2 м. Откачка велась через сливную трубу, верхний срез которой фиксирован на уровне около 3 м. Остаточные взливы нефти по высоте резервуаров достигали 3—3,5 м, из них 30—60 см приходилось на слой дренажной воды, сброс которой из-за низкой производительности системы канализации осуществлялся не всегда своевременно. Нефть по приемосдаточным операциям, выполняемым на заводе, характеризовалась следующими показателями: воды — следы — 0,2%; хлористых солей 80—300 мг/л. О качестве нефти, поступающей в резервуары сырьевой базы, можно сделать вывод по данным послойного анализа проб по резервуарам (табл. 74). Пробы нефти отбирались по высоте резервуаров через 1 м взлива сразу после заполнения резервуара (серия 1) и через 4 ч отстоя (РВС—серии 2, 3). Поскольку нефть

Т а б л и ц а 74

№ серии исследований	Высота отбора, см	Содержание в нефти	
		воды, %	солей, мг/л
1	На взливе	0,12	73
	100	0,18	84
	200	0,3	103
	300	0,3	150
	400	0,3	203
	500	0,8	234
2	На взливе	0,06	43,6
	100	Следы	30,3
	200	0,18	47,2
	300	0,24	100,5

Примечание. Серия 1: высота взлива 664 см; остаток по воде 34 см; отбор проб — сверху вниз.

Серия 2: высота взлива 497 см; остаток по воде 63 см.

принималась в резервуары, проработавшие без зачистки уже по несколько лет, находившаяся в придонной части резервуаров вода частично эмульгировалась и содержание солей по сравнению с данными ходовых анализов проб нефти, отбираемых непосредственно с трубопровода, повышалась. Так, при входе в резервуары содержание солей в нефти составляло 29 мг/л, а после их заполнения (серия 1) возросло до 73—234 мг/л. Однако при отстое в течение 4 ч (серии 2, 3) содержание солей в нефти снизилось до уровня, близкого к требованиям экспортных кондиций на поставку обессоленной

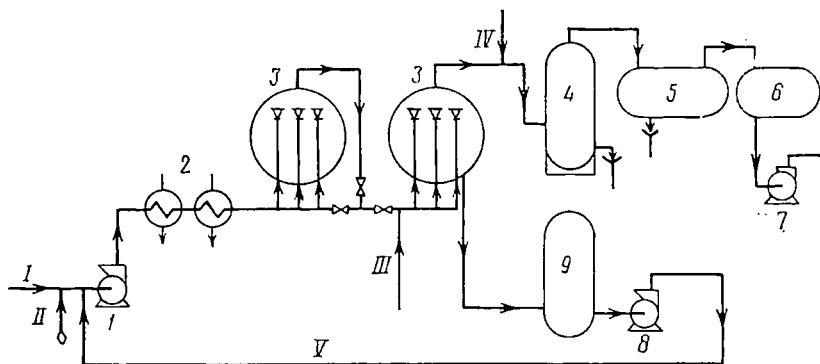


Рис. 78. Принципиальная технологическая схема ЭЛОУ АТ Гурьевского НПЗ.

1 — сырьевой насос; 2 — пароподогреватели; 3 — шаровые электродегидраторы I и II ступеней; 4 — вертикальные электродегидраторы III ступени; 5 — теплообменник (2 шт.); 6, 9 — буферные емкости; 7 — насос для откачки нефти на АТ; 8 — насос для дренажной воды. Линии: I — сырая нефть, II — реагент, III — свежая вода; IV — конденсат; V — дренажная вода на прием сырьевого насоса.

нефти. Следовательно, зачистка резервуаров или работа ЭЛОУ на нефти непосредственно из трубопровода без захода в резервуары позволили бы заводу получать глубоко обессоленную нефть (5—7 мг/л), практически не меняя технологию процесса.

Подготовка нефти к переработке осуществлялась на двух ЭЛОУ: ЭЛОУ АТ (рис. 78) и ЭЛОУ АВТ.

Данные о качестве нефти, поступающей на Гурьевский НПЗ, приведены в табл. 75 и обессоленной на ЭЛОУ — в табл. 76. Несмотря на разницу в технологических схемах, качество нефти на обеих установках до перевода первой из них на работу в IV ступени примерно одинаковое (среднее содержание солей в нефти за I полугодие 1971 г. составляло соответственно 49—47 мг/л). Глубокое разрушение эмульсии в магистральном трубопроводе и перевод ЭЛОУ АТ на работу в IV ступени (табл. 76) позволили снизить содержание солей в нефти на выходе из ЭЛОУ до 7 мг/л и решить проблему ее глубокого обессоливания.

Дата	Содержание в нефти, поступающей на ЭЛОУ		Дата	Содержание в нефти, поступающей на ЭЛОУ	
	воды, %	солей, мг/л		воды, %	солей, мг/л
1971 г.			1971 г.		
Январь	0,2	194	Октябрь	Следы	205
Февраль	0,6	228	Ноябрь	То же	190
Март	0,3	197	Декабрь	»	150
Апрель	0,2	197	1972 г.		
Май	Следы	211	Январь	0,2	160
Июнь	0,1	212	Февраль	0,2	105
Июль	Следы	180	Март	0,2	90
Август	То же	210	Апрель	0,2	80
Сентябрь	»	220	Май	Отсут- ствие	90

Таблица 76

Дата	ЭЛОУ АТ		ЭЛОУ АВТ	
	Вода, %	Соли, мг/л	Вода, %	Соли, мг/л
1971 г.				
Январь	Отсутствие	28	Отсутствие	32
Февраль	0,1	41	0,1	38
Март	0,2	67	0,2	48
Апрель	Следы	42	Следы	58
Май	То же	61	Отсутствие	64
Июнь	—	56	—	44
1972 г.				
Февраль	Отсутствие	47	Отсутствие	39
Март	То же	31	То же	34
Апрель	»	28	»	34
Май	»	7 *	»	32

* ЭЛОУ АТ работала в IV ступени в следующем режиме:

Q сырья, м ³ /ч	330—340
Расход реагента, г/т	60
Расход промывочной воды, %	5—6
Температура процесса, °С	90

Волгоградский НПЗ

Поступление мангышлакской нефти на Волгоградский НПЗ в период исследований обеспечивалось танкерами, вывозящими ее из товарного парка головных сооружений г. Шевченко. В г. Шевченко обезвоженная нефть с промыслов попадала по горячему трубопроводу Жетыбай—Шевченко. В зимнее время мангышлакская нефть доставлялась на завод железнодорожным транспортом в цистернах

из НПБ г. Гурьева, куда она попадала по горячему трубопроводу Узень—Гурьев. Содержание солей в нефти, поступающей на Волгоградский НПЗ, изменяется от 82 до 520 мг/л, но в среднем не является высоким и определяется величиной 230 мг/л, в то время как на промыслах содержание солей приближается к 1000 мг/л при содержании воды 2%.

Это объясняется эффективной работой трубопроводов Жетыбай—Шевченко и Узень—Гурьев, в процессе транспортирования по которым осуществляется дальнейшее разрушение эмульсии и переход

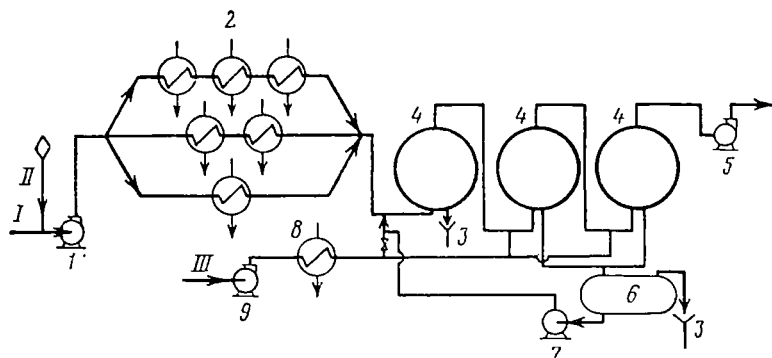


Рис. 79. Принципиальная технологическая схема ЭЛОУ Волгоградского НПЗ.

1 — сырьевой насос; 2 — теплообменники; 3 — ловушки; 4 — электродегидраторы I—III ступеней; 5 — насос для откачки нефти на АВТ; 6 — буферная емкость; 7 — насос для дренажной воды; 8 — теплообменники на линии промывочной воды; 9 — насос.

Линии: I — сырая нефть; II — реагент; III — промывочная вода.

Режим работы установки

Температура, °С:	
процесса	100—135
воды	60—70
Время пребывания по ступеням, ч.	1,3—1,5
Качество обессоленной нефти:	
воды, %	Следы—0,2
соли, мг/л	10—30

балласта в виде воды и солей в свободное состояние. Накапливаясь в застойных зонах трубопроводов, такая вода периодически выталкивается потоком в виде водных пробок в резервуары товарных парков, где быстро переходит в состав дренажных вод. Однако еще большую работу выполняет трубопровод по разрушению малообъемной, но трудноизвлекаемой части пластовой воды, представленной наиболее мелкими глобулами со стойкими бронирующими оболочками. Это объясняет получение на выходе из заводской ЭЛОУ (рис. 79) при АВТ-6 нефти с содержанием солей 11—15 мг/л и следами воды (табл. 77).

Такой уровень был недостижим ранее при обработке на заводе эмульсии, не подвергавшейся разрушению в магистральных трубопроводах. Поэтому по конечному эффекту работу магистрального трубопровода можно считать эквивалентной работе одной-двух электротермохимических ступеней на промыслах или заводах. Во

Дата	Качество нефти			Дата	Качество нефти		
	поступающей		на выходе с ЭЛОУ — соли, мг/л		поступающей		на выходе с ЭЛОУ — соли, мг/л
	вода, %	соли, мг/л			вода, %	соли, мг/л	
Июль 1971 г.				Июль 1971 г.			
18	0,18	415	13	1	0,18	96	17
19	0,17	135	13	2	0,2	169	14
20	0,06	90	11	3	0,22	146	14
21	2,0	230	13	4	0,3	211	15
22	0,12	98	11	5	0,11	140	20
23	0,09	106	12	6	0,15	130	21
24	0,13	142	12	7	0,4	315	14
25	0,55	520	14	8	0,35	128	11
26	0,35	246	14	9	0,27	263	13
27	0,15	126	12	10	0,16	183	11
28	0,16	136	15	11	0,5	137	11
29	0,46	155	13				
30	0,16	282	14				

Примечание. Содержание воды на выходе с ЭЛОУ — следы.

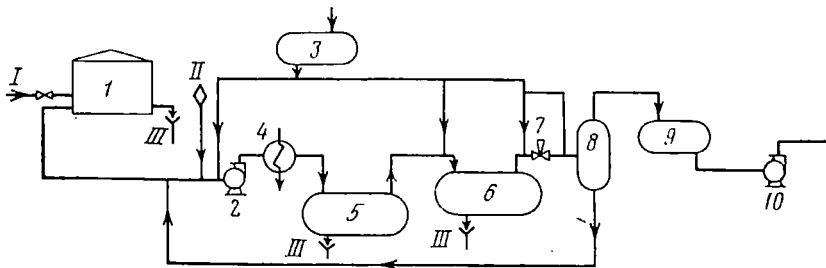


Рис. 80. Технологическая схема ЭЛОУ-5 Ново-Куйбышевского НПК.

1 — резервуар для сырой нефти; 2 — сырьевой насос; 3 — емкость для пресной воды; 4 — пароподогреватель; 5 — термохимический отстойник; 6 — горизонтальный электродегидратор; 7 — смесительный клапан; 8 — вертикальные электродегидраторы; 9 — буферная емкость; 10 — насос.
Линии: I — обезвоженная нефть из нефтепровода Узень — Куйбышев; II — реагент; III — сброс воды.

всех случаях на внешний транспорт промысла направлялась нефть с содержанием балласта не более нормального, т. е. не выше 2%. Разница состояла лишь в том, что сначала направлялась природная безводная нефть, не подвергавшаяся деэмульсации на промыслах и в трубопроводах, а в дальнейшем все это имело место. Следовательно, мы еще раз убедились в том, что на достижимую глубину обессоливания нефти на НПЗ в большей мере влияет не абсолютное содержание балласта, отправляемого вместе с нефтью на внешний транспорт, а степень разрушенности эмульсии в процессе ее подготовки на промыслах и транспортирования по магистральным трубопроводам.

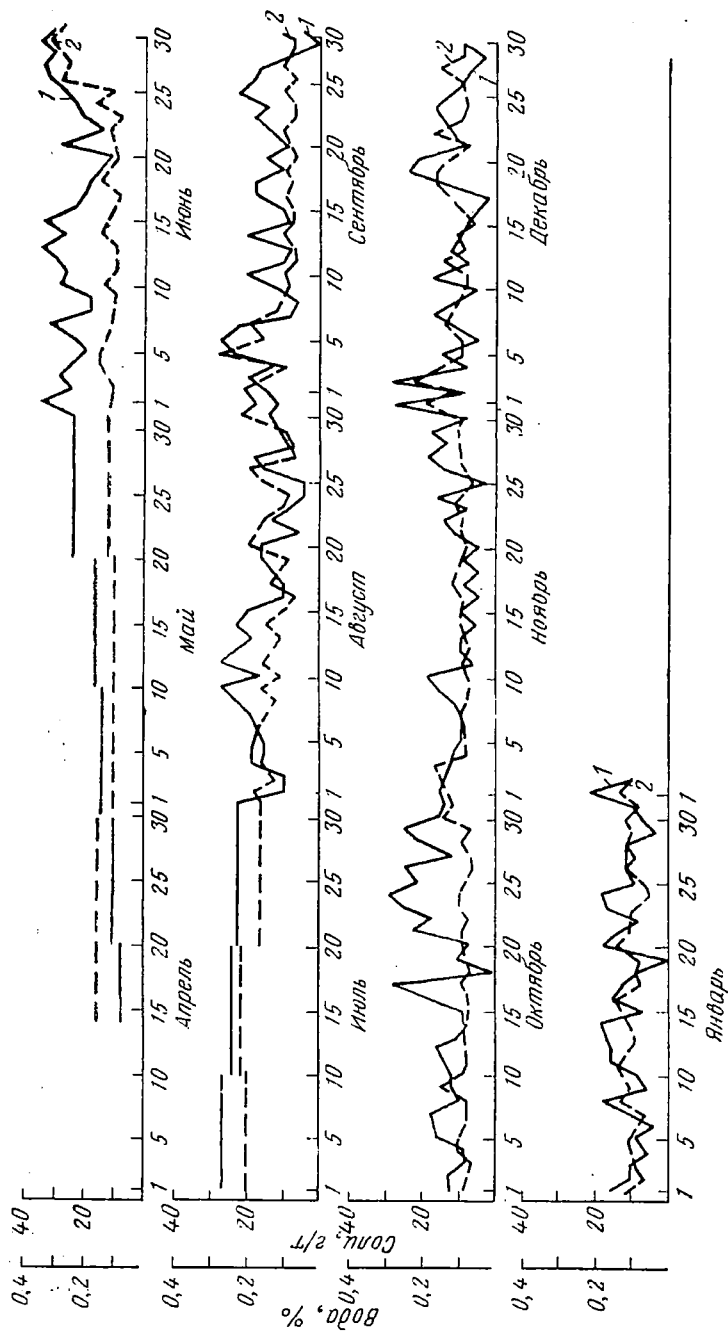


Рис. 81. Качество обессоленной магнезилакской нефти на выходе ЭЛОУ-5 Ново-Куйбышевского НПК.

1 — вода; 2 — соли.

Завод, дата	Характеристика и число ступеней	Тип и расход реагента, г/г	Расход промывочной воды по ступеням, %	Температура процесса, °С	Время отстоя на ступенях, ч	Содержание солей, мг/л		
						на ступенях		в сырье
						I	II	
Гурьевский НПЗ: январь—июль 1971 г.	12 электротермохимдегидраторов (вертикальных) и 3 термохимдегидратора по 75 м³ Две ступени электротермодегидраторов горизонтальных (по 2 шт. на ступень) по 100 м³	Дисолван, 60	4,7—6,0	95	1,2+1,5	—	49	—
		То же	1,5—2,0	70 100—110	0,48—0,48	—	47	—
май 1972 г.	2 шаровых, 12 вертикальных электрохимдегидраторов и 2 отстойника	»	13,0	100—110	1,8+1,8+ +1,0+0,5	—	—	7,0
Волгоградский НПЗ: июнь—июль 1974 г.	Три ступени шаровых электротермодегидраторов	»	5,0	110	1,35+1,35 +1,35	—	—	13,5
		»	2,5	90—110	0,85+0,85 +1,5	—	—	10,8
Ново-Куйбышевский НПЗ: май—первая половина июня 1974 г.	2 горизонтальных термохимдегидратора по 100 м³, 2 горизонтальных электротермохимдегидратора по 100 м³ и 12 вертикальных электротермохимдегидраторов	Дисолван-прогалит, 25—50	2,5	90—110	0,85+0,85 +1,5	45	42	11,6
		То же	2,5	110	0,85+1,5	19—273	13,5	—
сентябрь 1971 г.	2 горизонтальных электротермохимдегидратора по 100 м³ и 12 вертикальных электротермохимдегидраторов	То же	2,5	110	0,85+1,5	124—853	19—273	13,5

На Ново-Куйбышевский НПК мангышлакская нефть поступала из магистрального трубопровода по отводящей трубе диаметром 500 мм. Данные о качестве нефти, поступающей на НПК, были приведены на рис. 77. Отбор проб ее для приема-сдачи производился непосредственно из трубопровода через каждые 2 ч. Принималась она в теплоизолированные на $\frac{1}{3}$ высоты резервуары типа РВС-3000, оборудованные системой внутреннего оборота.

Подготовка нефти к переработке осуществлялась на ЭЛОУ-5, 6, 7, 8, работавших с производительностью 220—250 м³/ч по технологической схеме, приведенной на рис. 80; качество обессоленной нефти характеризуется данными, представленными на рис. 81.

Снижение содержания солей в нефти до 10—11 мг/л практически означает, что проблема более глубокого ее обессоливания (до 5—7 мг/л) может быть решена простыми эффективными средствами. В частности, для снижения содержания солей в нефти на НПЗ до 5—7 мг/л и ниже возможно использование одного из следующих вариантов или их комбинации: а) глубокого обезвоживания нефти в Узени (воды 0,2%, солей до 140—300 мг/л); б) промывки небольшим количеством (до 2%) пресной воды с использованием ингибиторов коррозии; в) промывки пресной водой на дополнительной термохимической или электрической ступени непосредственно на территории завода; г) введения деэмульгатора — ингибитора (не более 20—30 г/т) на головных сооружениях в Узени или любой другой удобной для обслуживания точке по трассе трубопровода.

При сопоставлении результатов работы нескольких нефтеперерабатывающих заводов обнаруживается следующая закономерность: чем протяженнее коммуникации до завода, тем достигается более глубокое обессоливание нефти. В самом деле, как видно из данных табл. 78, наименьшая глубина обессоливания нефти в две ступени достигается на Гурьевском НПЗ, промежуточное положение занимает Волгоградский завод и наилучшие результаты достигнуты на Ново-Куйбышевском НПК. Это тем более заметно, что все нефтеперерабатывающие заводы работают на сырье, имеющем к моменту выхода с промысловых объектов одно и то же качество.

В заключение следует добавить, что соединение преимуществ социалистической системы хозяйствования с технологическими возможностями, выражающееся в данном случае в использовании магистральных трубопроводов для улучшения качества нефти в процессе ее транспортирования на нефтеперерабатывающие заводы, позволит сохранить для нужд народного хозяйства сотни миллионов рублей государственных средств.

1. Айгнстова С. Х., Доброскок Т. М., Орлинская В. П. и др. Подготовка нефти на промыслах Татарии. Казань, Татаркнигиздат, 1964, 80 с.
2. Антипьев В. Н. и др. Методика расчетов расслоения водонефтяной смеси при проектировании внутритрубопроводной деэмульсации. — «Нефтепромысловое строительство», 1970, № 5, с. 16—19.
3. Антипьев В. Н., Каган Я. М., Никитская Ю. К. Теоретические предпосылки моделирования процесса внутритрубопроводной деэмульсации нефти. В сб. «Проектирование обустройства нефтяных месторождений Западной Сибири», Тюмень, 1971, с. 56—67 (Тр. Гипротюменнефтегаза, вып. 26).
4. Антипьев В. И., Казубов А. И., Валиев Э. Х. Определение гидродинамических параметров при расслоенном движении нефти и воды по трубам круглого сечения. Изв. ВУЗов «Нефть и газ», 1970, № 11, с. 74—78.
5. Аржапов Ф. Г., Гатауллин Ш. Г. и др. Особенности сбора, внутритрубопроводной деэмульсации нефти на промыслах Западной Сибири. М., ВНИИОЭНГ, 1970, 93 с.
6. Арутюнов А. И. О стоимости работ по подготовке нефти на промыслах Миннефтепрома в 1971—75 гг. — «Нефтепромысловое строительство», 1971, № 6, с. 14—18.
7. Ахмадеев Г. М., Ким Н. Г., Шагалева Д. М. Опыт обработки нефти на промыслах НПУ Алькеевнефть. — «Нефтепромысловое дело», 1969, № 7, с. 41—42.
8. Балакирев Ю. А. Установление расхода НЧК при внутрискважинной деэмульсации. — «Нефтепромысловое дело», 1960, № 7, с. 39—40.
9. Батунер Л. М., Позин М. Е. Математические методы в химической технике. Л., «Химия», 1971, 825 с.
10. Бергштейн Н. Е., Левченко Д. Н., Тимофеев А. А. и др. Из опыта обессоливания мангышлакской нефти на Волгоградском НПЗ. — «Нефтепереработка и нефтехимия», 1970, № 4, с. 7.
11. Белова А. А., Муратова И. Д., Динуров Ф. С. Об эффективности обезвоживания нефти в сборном коллекторе. В сб. «Теория и практика разработки нефтяных месторождений». Уфа, 1968, с. 508—512. (Тр. УфНИИ, вып. XXIV).
12. Берти Ф. М. Пат. США № 1 698 270, январь, 1929 г. «Нефтяное хозяйство», 1930, № 2, с. 277.
13. Беневич М. и др. Лампнарное течение в трубопроводе двухфазной жидкости с эксцентричной поверхностью раздела. «Теоретические основы инженерных расчетов», 1970, № 1, с. 40—45.
14. Болховский В. Л. Применение способа внутритрубопроводной деэмульсации для обезвоживания нефти Пермской области. В сб. «Геология и разработка нефтяных месторождений», Пермское книжное издательство, 1970, с. 47—51.
15. Борнацкий И. И. Основы физической химии. Киев, «Техника», 1966, 334 с.
16. Валханов А. В., Грайфер В. И. и др. Исследование влияния устьевой и внутрискважинной подачи ПАВ на технологию добычи, тран-

спорта и подготовки нефти. Альметьевск, ЦНИЛ объединения Татнефть, 1968, 142 с.

17. Вахитов Г. Г., Грайфер В. П., Тронов В. П. и др. Использование промысловых систем сбора для деэмульсации нефти. — «Нефтяное хозяйство», 1969, № 1, с. 49—52.

18. Гамарник Р. Г. Обезвоживание и деэмульсация нефтей на промыслах. Баку, «Азнефтеиздат», 1951, 88 с.

19. Геритц В. Способы разрушения эмульсии сырой нефти. — «Нефтяное хозяйство», 1930, № 2, с. 277—278.

20. Герн В. Г. и др. Гидравлика и гидропривод. М., «Недра», 1970, 305 с.

21. Голубев Н. А. Деэмульсация нефти непосредственно в скважине. — «Нефтяное хозяйство», 1948, № 3, с. 36—37.

22. Грайфер В. И., Тронов В. П., Губанов Б. Ф. Вопросы разрушения нефтяных эмульсий. Казань, Татариздат, 1967, 108 с.

23. Губанов Б. Ф., Тронов В. П. Разрушение нефтяных эмульсий в динамических условиях. В сб. «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений». М., «Недра», 1968, с. 266. (Тр. ВНИИ, вып. 54).

24. Губанов Б. Ф., Грайфер В. И. Деэмульсация в процессе движения нефти и вопросы совершенствования технологии подготовки нефти. — «Нефтяное хозяйство», 1967, № 9, с. 42.

25. Денисов Д. И. Деэмульсация нефти внутри скважины. — Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1954, № 1, с. 9.

26. Денисов П. И. Внедрение ПАВ в нефтедобывающей промышленности РСФСР. Бюлл. техн.-экон. инф. 1965, № 2, с. 6—8.

27. Дытюк Л. Т., Драчук Е. Р., Голубев А. Новый способ деэмульсации нефти. ВНИПОЭНГ, 1969, с. 11—13. (Нефтепромысловая текущая информация, № 24).

28. Зимон А. Д. Адгезия пыли и порошков. М., «Химия», 1967, 372 с.

29. Зябликов К. А., Фальчиков Г. Н. Деэмульсация нефти на промыслах Косчагыл. — «Нефтяник», 1959, № 2, с. 11—12.

30. Каган Я. М. и др. Некоторые особенности внутритрубопроводной деэмульсации в потоке нефтегазовой смеси. — «Нефть и газ Тюмени», 1969, вып. 2, с. 47—51.

31. Каган Я. М., Латыпов В. Х. Экспериментальное исследование процессов внутритрубопроводной деэмульсации нефти на месторождении Трехозерное. — «Нефтепромысловое дело», 1969, № 10, с. 25.

32. Каган Я. М. и др. Использование системы промышленного сбора для подготовки нефти. В сб. «Проектирование обустройства нефтяных месторождений Западной Сибири», Тюмень, Гипротюменьнефтегаз, 1970, с. 3—19 (Тр. Гипротюменьнефтегаза, вып. 21).

33. Каган Я. М., Латыпов В. Х. Развитие внутритрубопроводной деэмульсации нефти. В сб. «Проектирование обустройства нефтяных месторождений Западной Сибири», Тюмень, Гипротюменьнефтегаз, 1971, с. 37—55 (Тр. Гипротюменьнефтегаза, вып. 26).

34. Каган Я. М., Латыпов В. Х. и др. К вопросу о выборе места ввода деэмульгатора в систему сбора и подготовки нефти. В сб. «Проектирование обустройства нефтяных месторождений Западной Сибири». Тюмень, Гипротюменьнефтегаз, 1970, с. 31—38. (Труды Гипротюменьнефтегаза, вып. 21).

35. Каган Я. М., Латыпов В. Х., Гатауллин Ш.-Г. Методика расчета внутритрубопроводной деэмульсации нефти. То же, с. 39—43.

36. Каган Я. М., Латыпов В. Х. О критических значениях числа Рейнольдса при движении водо-нефтяной эмульсии по трубопроводам. То же, с. 44—49.

37. Каган Я. М., Латыпов В. Х. Моделирование внутритрубопроводной деэмульсации нефти в лабораторных условиях. — «Нефтепромысловое дело», 1970, № 12, с. 40—42.

38. Каспарянц К. И. Промысловая подготовка нефти и газа, Л., «Недра», 1973, 373 с.

39. К л а с с е н Р. Н., М о к р о с о в В. А. Введение в теорию флотации, изд. 2-е. М., Металлургиздат, 1959, с. 3.
40. К о ш л я к о в Н. С., Г л и н е р Э. Б., С м и р н о в М. М. Уравнения в частных производных математической физики. — «Высшая школа», 1970, 710 с.
41. К р е с л а в с к и й Я. Б., Л о г и н о в В. И., Х а л у ш а Г. А. Обессоливание мангышлакской нефти на Волгоградском НПЗ. — «Нефтепереработка и нефтехимия», 1970, № 6, с. 1.
42. К у л и к о в А. А., Г у б и н В. Е., Б р о н ш т е й н И. С. Пути сокращения потерь нефти на магистральных трубопроводах. В сб. «Пути борьбы с потерями нефти и газа при их добыче, хранении и транспорте». М., ВНИИОЭНГ, 1971, 131 с.
43. Л а з а р е в Г. А., Т р о н о в В. П., Р у ч и й В. Х. Комплексное применение путевой деэмульсации и дренажных вод при подготовке нефти. В сб. «Исследователи — производству», вып. 8. Альметьевск, объединение Татнефть, 1970, с. 25—34.
44. Л а т ы п о в В. Х., К а г а н Я. М. Применение ПАВ при промысловом сборе обводненных нефтей. — «Нефтепромысловое дело», 1964, № 8, с. 28—30.
45. Л е в и ч В. Г. Физико-химическая гидродинамика. М., Физматгиз, 1959, с. 700.
46. Л е в ч е н к о Д. Н. и др. Применение ультразвука для разрушения стойких нефтяных эмульсий. — «Нефтепереработка», 1959, № 10, с. 8.
47. Л е в ч е н к о Д. Н. и др. Эмульсия нефти с водой и методы их разрушения. М., «Химия», 1967, с. 200.
48. Л е в ч е н к о Д. Н. и др. Выделение и исследование эмульгаторов нефтяных эмульсий. — «Химия и технология топлив и масел», 1970, № 10, с. 21—25.
49. Л у з и н В. И. Экономика подготовки нефти и углеводородных газов в нефтяной и газовой промышленности. М., «Недра», 1968, с. 215.
50. М а в л ю т о в а М. Э. и др. Опыт подготовки нефти на промыслах Башкирии. Уфа, Башкнигиздат, 1966, с. 165.
51. М а й к а н а р Г. И. Ламинарное течение в трубах жидкостей с различными вязкостями. Изв. АН СССР, ОНТ, 1958, № 7, с. 108—114.
52. М а к с и м о в В. П. и др. Об испытании деэмульсационной установки УДО-2м на Западно-Сургутском месторождении. — «Нефтепромысловое дело», 1971, № 3, с. 24—27.
53. М а м е д о в Б. М. Применение холодной деэмульсации нефти на промыслах НПУ Артемнефть. — «Азербайджанское нефтяное хозяйство», 1969, № 8, с. 34—35.
54. М а н с у р о в Э. И. Эффективность импульсного воздействия при обезвоживании нефти. — «Нефтепромысловое дело», 1970, № 10, с. 24—26.
55. М а н с у р о в Р. И., П а н ч е н к о в Г. М. Пленкообразующие свойства компонентов природного эмульгатора нефтяной эмульсии. Изв. ВУЗов «Нефть и газ», 1970, № 8, с. 73—75.
56. М а н с у р о в Э. И., М а н с у р о в Р. И., Т р о н о в В. П. и др. Отстойник для обезвоживания нефти. Авт. свид. № 191 022. Бюл. изобретений, 1967, № 3, с. 63.
57. М а н с у р о в Э. И., М а н с у р о в Р. И., Т р о н о в В. П. и др. Способ обезвоживания и обессоливания нефти. Авт. свид. № 253 282. Бюлл. изобретений, 1969, № 30, с. 85.
58. М а р и н и н Н. С. Динамика частичного обезвоживания нефти до установки товарной подготовки. — «Нефтепромысловое дело», 1966, № 12, с. 20—26.
59. М а р и н и н Н. С. Концевая сепарационная установка для сброса воды. — «Нефтепромысловое дело», 1968, № 9, с. 24—27.
60. М а р о к В. И. Установившееся ламинарное движение вязких жидкостей в трубе. Изв. Вузов «Нефть и газ», 1964, № 6.

61. Мингареев Р. Ш., Тронов В. П. и др. Способ обезвоживания и обессоливания нефти. Авт. свид. № 299 529. Бюлл. изобрет. 1971, № 12, с. 95.

62. Миронов Ю. С. Слив воды из буферных емкостей дожимной насосной станции по непрерывной схеме. — «Нефтепромышленное дело», 1966, № 5, с. 29—31.

63. Муратова И. Д. Исследование физико-химических свойств нефтяных эмульсий на пути их движения от устья обводненных скважин. — «Нефтепромышленное дело», 1965, № 5, с. 22—24.

64. Набатов Ю. В., Алеев И. Ш., и др. Проектирование внутритрубопроводной деэмульсации нефти на Самотлорском месторождении. В сб. «Проектирование обустройства нефтяных месторождений». Тюмень, Гипротюменьнефтегаз, 1971, с. 32—36. (Гр. Гипротюменьнефтегаз, вып. 26).

65. Орлов Л. Н. и др. Выделение из нефти коллоидно-диспергированных веществ — эмульгаторов ультрацентрифугированием. — «Химия и технология топлив и масел», 1971, № 4, с. 19.

66. Панченков Г. М., Цабек Л. К. Поведение эмульсий во внешнем электрическом поле. М., «Химия», 1969, 190 с.

67. Пахомов Е. В. Электрообессоливание нефти. М., Гостехиздат, 1955, 93 с.

68. Петров А. А. Обессоливание и обезвоживание нефтей. Куйбышевское книжное издательство, 1959, 84 с.

69. Петров А. А. и др. Сбор, подготовка нефти и очистка сточных вод. Куйбышевское книжное издательство, 1969, 127 с.

70. Раип Б. Н. Объемы внедрения индустриализации нефтепромышленного строительства, ее экономическая эффективность. — «Нефтепромышленное строительство», 1971, № 9, с. 31—33.

71. Риянов А. М. Внедрение сепараторов-подогревателей СП-1000 в НГДУ Сулеевнефть. — «Нефтепромышленное строительство», 1971, № 3, с. 17—18.

72. Розенцвайг А. К., Тронов В. П. О расслоении потока и сопутствующих эффектах при добавлении ПАВ в обводненные нефти. Бугульма, ТатНИПИнефть, 1973, с. 137—141. (Сб. докл. на VII и VIII научных конференциях молодых ученых ТатНИПИнефть, вып. III).

73. Розенцвайг А. К., Тронов В. П. Об одном резерве повышения пропускной способности промысловых систем сбора. В сб. «Доклады молодых специалистов объединения Татнефть на XVII слете молодых нефтяников Татарии». Альметьевск, ТатНИПИнефть, 1973, с. 88—95.

74. Рыбачок И. Н. Низкотемпературное обезвоживание нефтей. — «Нефтяное хозяйство», 1964, № 12, с. 35—39.

75. Саттаров У. Г. Технологическая и технологическая база внедрения совмещенных схем подготовки нефти. В сб. «Совершенствование процессов подготовки нефти на промыслах». М., ВНИИОЭНГ, 1972, с. 23—34.

76. Смолдырев А. Е. Трубопроводный транспорт. М., «Недра», 1970, 72 с.

77. Сельский Л. А. Об основных закономерностях образования и разложения эмульсий и о простейшем методе деэмульгирования нефти. — «Нефтяное хозяйство», 1954, № 4, с. 61—65.

78. Тимашев А. Т. Опыт применения химических реагентов для снижения вязкости нефти при внутрипромысловом транспортировании. — «Нефтепромышленное дело», 1965, № 7, 19 с.

79. Тронов В. П., Радин Б. М., Вахитов Г. Г. Классификация и оценка эффективности различных методов подготовки нефти. — «Нефтяное хозяйство», 1973, № 5, с. 41—44.

80. Тронов В. П., Розенцвайг А. К. Изменение качества нефти при движении в трубах. Бугульма, ТатНИПИнефть, 1973, с. 131—136. (Сб. докладов на VII и VIII научных конференциях молодых ученых ТатНИПИнефть, вып. III).

81. Тронов В. П., Грайфер В. И., Саттаров У. Г. Деэмульсация нефти в трубопроводах. Казань, Татаркиноиздат, 1970, 152 с.

82. Тронов В. П., Саттаров У. Г. и др. О повышении производительности обезвоживающих установок и улучшении качества подготавливаемой нефти. В сб. «Исследователи — производству», вып. 8. Альметьевск, объединение Татнефть, 1970, с. 8—13.
83. Тронов В. П., Арутюнов А. И. и др. О возможности деэмульсации мангышлакских нефтей с использованием промысловых систем сбора. — «Нефтепромысловое дело», 1969, № 12, с. 34—36.
84. Тронов В. П., Грайфер В. И. и др. Промышленное применение трубной деэмульсации на установке по подготовке нефти. — «Нефтепромысловое дело», 1969, № 11, с. 22—23.
85. Тронов В. П., Грайфер В. И. и др. Динамика разрушения эмульсии в различных узлах технологического оборудования. В сб. «Вопросы бурения скважин, добычи нефти и экономики». Л., «Недра», 1969, с. 136. (Тр. ТатНИИ, вып. XIII).
86. Тронов В. П., Вахитов Г. Г. и др. Совмещенная технология подготовки нефти на промыслах Татарии. — «Нефтяное хозяйство», 1970, № 11, с. 57—61.
87. Тронов В. П., Грайфер В. И. и др. Об использовании трубопроводов и резервуаров головных сооружений в технологическом цикле подготовки нефти. — «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов», 1970, № 12, с. 3—8.
88. Тронов В. П., Грайфер В. И. и др. Влияние гидродинамического и других факторов на разрушение эмульсий. В сб. «Вопросы бурения скважин, добычи нефти и экономики». Л. «Недра», 1969, с. 148—164. (Тр. ТатНИИ, вып. XIII).
89. Тронов В. П., Орлинская В. П. и др. Обессоливание нефти из магистрального трубопровода Альметьевск — Горький. В сб. «Бурение скважин и добыча нефти». Куйбышев, ТатНИПИнефть, 1971, с. 246—251 (Тр. ТатНИИ, вып. 19).
90. Тронов В. П., Хусанов Б. Х. О глубине подготовки нефти в пределах нефтеперерабатывающих районов. То же, с. 257—262.
91. Тронов В. П., Грайфер В. И. и др. О разрушении эмульсии в коммуникациях обессоливающих установок. — «Нефтяное хозяйство», 1971, № 2, с. 49—53.
92. Тронов В. П., Грайфер В. И. и др. Разрушение эмульсий в промысловых системах сбора. В сб. «Бурение скважин, добыча нефти и экономика». Л. «Недра», 1971, 197 с. (Тр. ТатНИИ, вып. 15).
93. Тронов В. П., Арутюнов А. И. и др. О старении эмульсий в магистральных трубопроводах. — «Нефтепромысловое дело», 1971, № 9, с. 27—31.
94. Тронов В. П., Вальшин Р. К. и др. Обессоливание нефти в трубопроводах. — «Нефтепромысловое дело», 1971, № 7, с. 33—37.
95. Тронов В. П., Грайфер В. И. Обезвоживание и обессоливание нефти на установках с использованием эффектов трубной деэмульсации. — «Нефтяник», 1971, № 11, с. 8—10.
96. Тронов В. П., Кораблинов Н. С. и др. Промышленные испытания внутрпромысловой трубной деэмульсации мангышлакской нефти (НГДУ Жетыбай). — «Нефтепромысловое дело», 1971, № 3, с. 31—34.
97. Тронов В. П., Макарова В. К. Разрушение эмульсий в процессе транспорта по трубопроводам в интервале «промысловый товарный парк — головные сооружения». Куйбышев ТатНИПИнефть, 1971, с. 239—246. (Тр. ТатНИПИнефть, вып. 19).
98. Тронов В. П., Кораблинов Н. С. и др. Совмещение процесса деэмульсации нефти с операциями по ее сбору на месторождении Узень. — «Нефтепромысловое дело», 1971, № 2, с. 28—32.
99. Тронов В. П., Грайфер В. И. Совмещение процессов деэмульсации нефти с ее транспортированием. — «Нефтяник», 1971, № 4, с. 12—14; № 5, с. 9—13; № 10, с. 11—14.
100. Тронов В. П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. Л., «Недра», 1970, 190 с.

101. Т р о н о в В. П. и др. Изменение свойств эмульсии в магистральных трубопроводах. В сб. «Бурение скважин и добыча нефти». Казань, Таткнигоиздат, 1971, с. 212. (Тр. ТатНИИ, вып. XVII).

102. Т р о н о в В. П., Х у с а и н о в Б. Х. и др. Пути повышения глубины обезвоживания нефти на термохимических установках. То же, с. 227.

103. Т р о н о в В. П. Об использовании промысловых и магистральных нефтепроводов в технологических целях. — «Нефтепромысловое строительство», 1970, № 6, с. 17—20.

104. Т р о н о в В. П. и др. Об использовании магистральных нефтепроводов для глубокого обессоливания нефти. — «Нефтепромысловое дело», 1971, № 5, с. 15—19.

105. Т р о н о в В. П., Р у ч и й В. Х., Х у с а и н о в В. Х. Обессоливание нефти на обезвоживающих термохимических установках. — «Нефтепромысловое дело», 1972, № 6, с. 23—27.

106. Т р о н о в В. П., Р а д и н Б. М., Х а м и д у л л и н Ф. Ф. К вопросу о выборе оборудования и технологических схем при строительстве установок подготовки нефти. — «Нефтепромысловое строительство», 1971, № 5, с. 9—12.

107. Т р о н о в В. П. Теоретические основы трубной деэмульсации нефти. В сб. «Совершенствование процессов подготовки нефти на промыслах». М., ВНИИОЭНГ, 1972, с. 10—21.

108. Т р о н о в В. П., Р а д и н Б. М., М и р г а с и м о в Р. М. Технологическая схема обессоливания нефти в трубопроводах, технико-экономические показатели и подбор оборудования. В сб. «Бурение скважин и добыча нефти». Казань, Таткнигоиздат, 1972, с. 258—266. (Тр. ТатНИПИнефть, вып. XXI).

109. Т р о н о в В. П., З а к и р о в П. Г. О некоторых закономерностях разрушения эмульсии в трубопроводах-каплеобразователях. То же, с. 272—278.

110. Ф и л и н а Р. А., Х а б и б у л и н а Р. К. Обессоливание нефти месторождения Узень полуострова Мангышлак. — «Нефтепереработка и нефтехимия», 1969, № 1, с. 1—4.

111. Ф и л и н а Р. А., Х а б и б у л и н а Р. К., Р е б е з а М. И. Обессоливание высокопарафинистых нефтей. — «Нефтепереработка и нефтехимия», 1969, № 7, с. 7—10.

112. Х у с а и н о в Б. Х. Основные направления промысловой подготовки нефти в Татарии. Альметьевск, объединение Татнефть, 1970, с. 3—7. (Сб. «Исследователи — производству», вып. 8).

113. Ч е ф р а н о в К. А. Электрообезвоживание и электрообессоливание нефтей. М., Л., Гостоптехиздат, 1948, 104 с.

114. Ш и Г. Б. Нефтяные эмульсии и методы борьбы с ними. М., Гостоптехиздат, 1946, 144 с.

115. Ш н е р х С. С. и др. Исследование процесса внутритрубной деэмульсии на Долинском месторождении. — «Нефтяная и газовая промышленность», 1970, № 4, с. 33—34.

116. A l b e r s W. and O w e r b e e k I. Stability of emulsions of water in oil. Pts 1—2, J. Colloid Science, 1959, v. 14, № 5, p. 501—513.

117. B e c h e r P. — Emulsions. Theory and Practice. Second edition, New York, 1966, p. 440.

118. C h a r l s G. E. and M o n s o n S. G. — The coalescence of a liquid drop at a liquid (liquid interface). J. of Colloid Science with plat, v. 15, 1960, p. 236—267.

119. C h a r l s M. E. and R e d b e r g e r P. I. — The reduction of pressure gradients in oil pipelines by the addition of water; numerical analysis of stratified flow. The Canadian Journal of Chemical Engineering, v. 40, № 2, 1962, p.p. 70—75.

120. W a c h o l d e r E. and H e s t r o n i G. — The viscosity of emulsions, containing fluid spheres. Isr. J. Technol., v. 8, № 3, 1970, p.p. 271—279.

121. G i l l e s p i e T. J. Phys. Chem., 62, 1303 (1958).

122. Hardy W. B. Colloid symposium Monograph., VI, 8 (1928).
123. Hartland M. A. The coalescence of a liquid drop at a liquid/liquid interface. Trans. Inst. Chem. Eng., v. 45, 1967, p.p. 97—114.
124. Housholder M. K. and Goldschmidt V. W. Turbulent diffusion and Schmidt number of particles. J. of the Engineering Technice Division, proc. of the ASCE, v. 95, № 6, 1965, p.p. 1345—1367.
125. Ohnesorge W. V. Z. angew. Math. und Mech., 16, 355 (1936).
126. Richardson F. G. in Hermans J. J. (ed). Flow properties of disperse systems. New York, Interscience Publishers, 1953.
127. Taylor G. The dispersions of matter in turbulent flow Through a pipe. Proc. of the Royal Society, ser. A, v. 223, № 1155.
128. Wiley R. M. J. Colloid Sci., № 9, 1954.
129. Van den Temple M. Stability of oilin water Emulsions. Delft. Rubber — stiching (comm. No 225) 1953.
130. Van den Temple M. Rec. trav. chim., 72, 433 (1953).

	Стр.
Введение	3
Глава I. Механизм образования и разрушения эмульсий	7
§ 1. Сравнительная характеристика эффективности различных методов	7
§ 2. Образование нефтяных эмульсий	14
§ 3. Сближение и флокуляция капель при деэмульсации	20
§ 4. Разрушение бронпрояющих оболочек и слияние капель	25
§ 5. Взаимодействие капель реагента с глобулами пластовой воды	29
§ 6. Разрушение эмульсии в статических и динамических условиях	36
§ 7. Разрушение эмульсии в пристенном слое	49
Глава II. Совмещение технологических операций при сборе и подготовке нефти	54
§ 1. Совмещение процессов борьбы с коррозией и отложениями парафина и деэмульсации нефти	54
§ 2. Совмещение процессов сепарации и деэмульсации нефти и очистки сточных вод	56
§ 3. Совмещение процессов транспортирования и деэмульсации нефти	62
§ 4. Совмещение трубной деэмульсации нефти с улучшением транспортных характеристик жидкости	82
§ 5. Совмещение горячей сепарации и деэмульсации нефти	88
§ 6. Совмещение процессов перекачки газа конечных ступеней с конденсацией тяжелых фракций	90
§ 7. Совмещение процессов сброса воды и улучшения качества нефти с товаро-транспортными операциями	91
§ 8. Совмещение процессов деэмульсации нефти и очистки пластовых вод (теоретические предпосылки)	92
§ 9. Принципиальная совмещенная схема промышленного обустройства	100
Глава III. Деэмульсация нефти в интервале скважина — промышленный товарный парк	104
§ 1. Разрушение эмульсии в моделях трубопроводов	104
§ 2. Разрушение эмульсии девонской нефти в промышленных системах сбора	106
§ 3. Разрушение эмульсии угленосной нефти в промышленных системах сбора	109
§ 4. Разрушение эмульсии смеси угленосной и девонской нефтей	116

	Стр.
§ 5. Разрушение газированных и дегазированных эмульсий	117
§ 6. Промышленное обезвоживание нефти на крупных объектах добычи нефти	123
§ 7. Техничко-экономические показатели совмещенных вариантов обезвоживания и обессоливания нефти	145
Г л а в а IV. Повышение эффективности работы действующих установок	150
§ 1. Разрушение эмульсии в технологическом оборудовании	150
§ 2. Применение встроенных каплеобразователей	176
§ 3. Работа термодинамических установок в блоке с товарным парком при обезвоживании	178
§ 4. Работа установок в блоке с промышленными системами сбора	181
§ 5. Обессоливание нефти на обезвоживающих термодинамических установках без снижения их производительности	189
§ 6. Работа установок в блоке с товарным парком	194
§ 7. Работа установок с трубопроводом-каплеобразователем	200
§ 8. Работа установок по схеме объединенных ступеней	202
§ 9. Работа обессоливающих установок в блоке с промышленной системой сбора	203
§ 10. Изменение термодинамического режима на установках	207
Г л а в а V. Деэмульсация нефти в интервале промышленный товарный парк — головные сооружения	211
§ 1. Исследования в промышленных условиях	211
§ 2. Повышение качества нефти в товарных парках головных сооружений магистральных нефтепроводов	216
§ 3. Обессоливание нефти в трубопроводах	220
§ 4. Техничко-экономические показатели обессоливания нефти в трубопроводах	229
Г л а в а VI. Разрушение эмульсии в магистральных нефтепроводах и обессоливание на НПЗ	233
§ 1. Разрушение эмульсии при низкой температуре	233
§ 2. Разрушение эмульсии при подогреве	244
§ 3. Обессоливание мангышлакской нефти на НПЗ	253
Список литературы	263

Валентин Петрович Троцов

**РАЗРУШЕНИЕ ЭМУЛЬСИИ
ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ**

Редактор издательства Е. С. Левина
Переплет художника А. Д. Мичурина
Технический редактор О. Ю. Трещенок
Корректор Н. А. Соколова

Сдано в набор 5/XI 1973 г.
Подписано в печать 15/III 1974 г.
Т-04673. Формат 60 × 90¹/₁₆. Бумага № 1.
Печ. л. 17,0. Уч.-изд. л. 18,94. Тираж 1900 экз.
Заказ № 663/4420—6. Цена 1 р. 16 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва,
К-12, Третьяковский проезд, 1/19.
Ленинградская типография № 6 «Союзполиграф-
прома» при Государственном комитете Совета
Министров СССР по делам издательств, полигра-
фии и книжной торговли.
196006, г. Ленинград, Московский пр., 91.

42151-

3 4 20

xp-3

gn3



111-11-13-1