

**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Казанский национальный исследовательский технологический
университет»**

«НОБЕЛЕВСКИЕ НАДЕЖДЫ КНИТУ – 2019»

Номинация «Нефть и нефтехимия»

Научно- исследовательская работа
«Добыча и транспортировка тяжелой нефти и природных битумов»

Выполнила: Мутыгуллина Алия Наилевна
Ученица 10 А класса
МБОУ «Школа № 62»
г. Казани

Руководитель: *учитель химии Сорокина Е.Н.
д.т.н., профессор каф. ХТПНГ ФГБОУ ВПО «КНИТУ» Шарифуллин А.В.*

ВВЕДЕНИЕ

Нефть до настоящего времени остается практически незаменимым полезным ископаемым, применяемым во многих промышленных сферах. На протяжении всего своего существования человечество добывает нефть. Однако, нефтяные запасы не бесконечны, и чем дальше, тем нефти во всем мире становится все меньше, а альтернатива этому полезному ископаемому еще не найдена. В связи с этим, человечество начинает рассматривать добычу других разновидностей нефти, а именно – добычу тяжелой нефти.

ЧТО ТАКОЕ ТЯЖЕЛАЯ НЕФТЬ?

Тяжелая нефть – это высоковязкая нефть, обладающая повышенной плотностью, которая вследствие своих физических свойств не может быть извлечена на поверхность традиционными способами.

Однако говоря о тяжелой нефти, обычно подразумевают также и сверхтяжелую нефть и **природные битумы**, т.е. нефти с плотностью более 0,920 г/см³.

В тяжелых нефтях, а особенно в природных битумах, в значительно большем количестве, чем в легких нефтях, присутствуют смолисто-асфальтеновые вещества, азот-, хлор-, кислород- и серосодержащие соединения, а также металлы.

Тяжелые нефти, содержащие высокомолекулярные асфальтено-смо-листые компоненты, полимерные растворы, представляют собой дисперсные системы. Такая перестройка структуры может происходить очень долго, например, по данным, у полимерных растворов продолжительность перестройки может составлять сутки и даже месяцы. При этом время релаксации отдельных звеньев макромолекул мало и составляет доли секунды.

Тяжелые нефти могут быть использованы для обеспыливания грунтовых, грунтогравийных и грунтощебеночных дорог по методу пропитки и смешения на месте, для устройства защитных ковриков из пропитанных нефтью песчаных грунтов, для устройства оснований и покрытий на дорогах V категории и внекатегорийных дорог с интенсивностью движения не более 200 - 300 автомобилей в сутки. В отдельных случаях можно получать комплексные

вязущие из сырой тяжелой нефти и вязкого или твердого (строительного) битума.

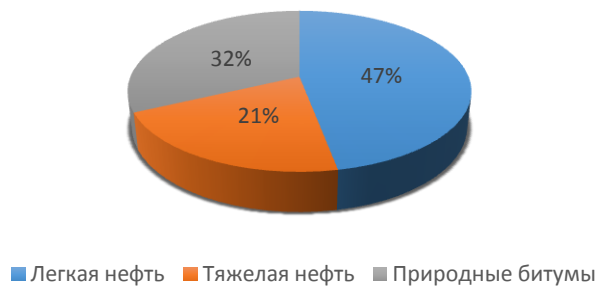
Тяжелые нефти, как правило, залегают в песках более крупнозернистых, лучше проницаемых и приуроченных к низам балаханской свиты и к нижнему отделу продуктивной толщи.

Тяжелые нефти и битумы являются одним из важнейших перспективных источников углеводородного сырья. На территории Татарстана сравнительно на небольшой глубине имеются большие запасы таких углеводородов. В настоящее время некоторые залежи природных битумов введены в разработку. Многие методы добычи и повышения битумоотдачи испытываются на этих залежах. Опыт их реализации, несомненно, будет полезен в ближайшем будущем.

МИРОВЫЕ ЗАПАСЫ РАЗНЫХ ВИДОВ НЕФТИ

Разведанных запасов тяжелых нефтей и природных битумов гораздо меньше, но все же больше известных на данное время запасов легких и средних нефтей.

Соотношение разведанных запасов легкой нефти, тяжелой нефти и природных битумов



Первые цивилизации возникли в Междуречье Тигра и Евфрата, и, как показали археологические исследования, человечество уже тогда научилось добывать и использовать нефть.

Одно из самых крупнейших месторождений—это месторождение тяжелой нефти в районе Атабаска, общие начальные запасы нефти составляют 20,6 млрд т. Из трёх месторождений в Альберте месторождение Атабаска самое большое; есть также месторождения в Пис-ривер и Колд-лейк. Общая площадь нефтеносных песков Альберты — 141 000 км². Часть месторождения, содержащая примерно

10 %-18 % запасов, расположенная к северу от города Форт Мак-Муррей, может разрабатываться открытым (карьерным) способом[2][3] — пески залегают на глубинах около 50-70 метров. Эта часть в начале 2010-х обеспечивала 55 % производства нефти с месторождения.

Месторождение нефтеносных песков названо в честь реки Атабаска, которая течёт по его центру: следы тяжёлой нефти можно найти в устье этой реки. Битумонасыщенность от 2 до 18% при среднем значении 7,8% (по массе). Коллектор гидрофильный. Запасы битумов (плотность 1012,7-1029,1 кг/м³) 101-128 млрд. т, из них 12 млрд. т на глубине до 45 м. Пески насыщены нефтью, содержат силикатные смолы (24,2%), асфальтены (19,4%), серу (4-5%), азот (10,4%) и кокс (18,8%). С увеличением глубины залегания в нефти повышается содержание парафина и уменьшается её плотность.

МЕТОДЫ ДОБЫЧИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ

Существуют разные методы добычи тяжелой нефти и природных битумов, которые обуславливаются разными характеристиками. Условно их можно разделить на три группы:

1. Карьерный и шахтный способы
2. «холодные» методы разработки
3. Тепловые методы

Карьерный и шахтный способы добычи

При карьерном методе разработки насыщенная битумом порода извлекается открытым способом, и поэтому, возможность применения этого способа ограничивается глубиной залегания пластов до 50 метров. После извлечения породы требуется проведение дополнительных работ по получению из неё углеводородов, что обеспечивает высокий коэффициент нефтеотдачи от 65 до 85%.

Шахтный способ добычи может вестись в двух разновидностях:

1. Очистная шахтная (с подъемом углеводородонасыщенной породы на поверхность)

Очистный шахтный способ применим лишь до глубин 200 метров, зато имеет более высокий коэффициент нефтеотдачи (до 45%). Большой объем проходки по пустым породам снижает рентабельность метода, который в настоящее время эффективен только при наличии в породе ещё и редких металлов (кроме углеводородных).

2. Шахтно-скважинная (с проводкой горных выработок в надпластовых породах и бурением их них кустов вертикальных и наклонных скважин на продуктивный пласт для сбора нефти уже в горных выработках.

Шахтно-скважинный способ применим на более значительных глубинах до 400 метров, но имеет низкий коэффициент нефтеотдачи и требует большого количества бурения по пустым породам.

В шахтно-скважинном методе используют паротепловое воздействие на пласт для повышения темпов добычи тяжелой нефти и природных битумов и обеспечения полноты выработки запасов.

Наиболее известным примером шахтно-скважинной разработки является разработка Ярегского месторождения, которая находится в центральном промышленном районе Республики Коми, в 18 км к юго-западу от города Ухта. Уникальность его состоит в том, что кроме больших запасов нефти, оно содержит огромные запасы титановой руды- более 40% всех запасов титанового сырья России. Разработка подразделена на 3 этапа:

- 1) Опытный при эксплуатации скважин с поверхности
- 2) Шахтный способ разработки
- 3) Шахтный способ с применением теплового воздействия на пласт.

Эксплуатация скважин с поверхности привела к уровню нефтеотдачи всего в 2%.

Разработка шахтным способ осуществлялась по двум системам(рис.1.1): 1) ухтинской, при которой залежь дренировали весьма плотной сеткой вертикальных или слегка наклонных скважин глубиной до 50 метров, пробуренных из горной выработки вышележащего туффитового горизонта, находящейся выше продуктивного пласта на 25 метров; и 2)уклонно-

скважинной- с расположением галерей в верхней части пласта и разбуриванием шестигранников площадью 8-12 га в подстилающем горизонте пологими скважинами длиной до 200 метров, которые отходят от них, как спицы колеса от оси.

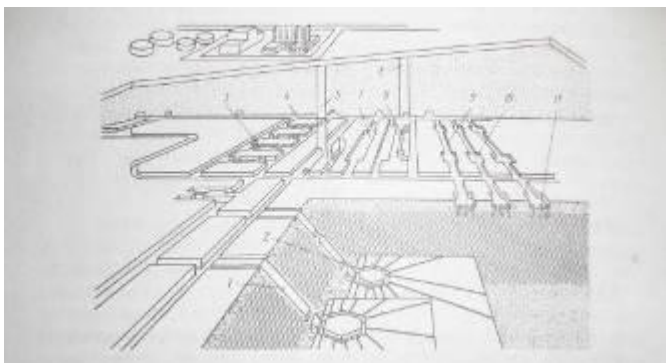


Рисунок 1.1-Схема разработки шахтным способом Ярегского месторождения, включающая в себя ухтинскую и уклонно-скважинную системы.

1 - система наклонных скважин; 2 - подземная часть скважины; 3 - насосная станция; 4 - подземная галерея для аэрации; 5 - основная скважина; 6 - скважина для аэрации; 7 - электрическое оборудование; 8 - хранение взрывчатых веществ; 9 - подземная галерея; 10 - камеры, в которые выходят устья скважин; 11 - система сгруппированных скважин.

Такая двойная система позволила увеличить коэффициент нефтеотдачи до 6%. Для его повышения было решено прибегнуть к паротепловому воздействию. По тепловому воздействию на продуктивный пласт в условиях шахтной разработки началось широкомасштабное внедрение «двухгоризонтной системы» термощахтного способа разработки (рис. 1.2) на всех нефтешахтах.

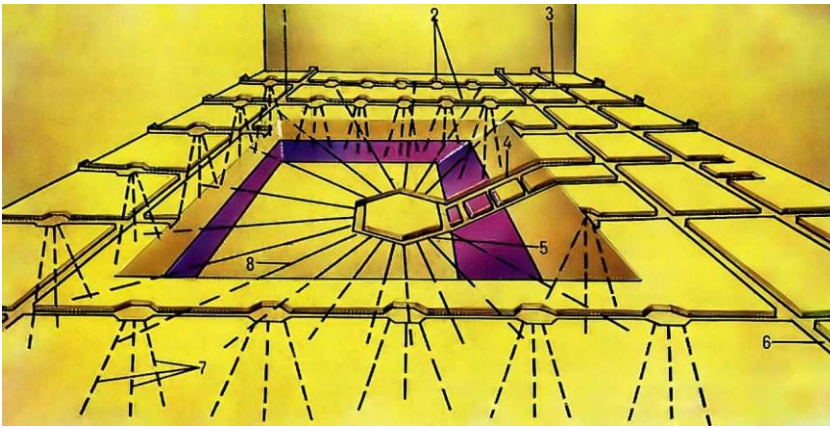


Рисунок 1.2-Двухгоризонтная система шахтной добычи нефти:

1 - этажный промежуточный штрек; 2 - полевые штреки; 3 - этажный вентиляционный штрек; 4 - уклон; 5 - эксплуатационная галерея; 6 - этажный откаточный штрек; 7 - нагнетательные скважины; 8 - добывающие скважины.

«Холодные» способы добычи тяжелой нефти

К современным «холодным» способам добычи тяжелой нефти может быть отнесен метод «CHOPS» (рис1.3), предполагающий добычу нефти вместе с песком за счет осознанного разрушения слабосцементированного коллектора и создания в пласте соответствующих условий для течения смеси нефти и песка. Применение этого метода не требует больших инвестиций на обустройство и обеспечивает незначительность эксплуатационных расходов, но коэффициент нефтеотдачи не превышает 10%.

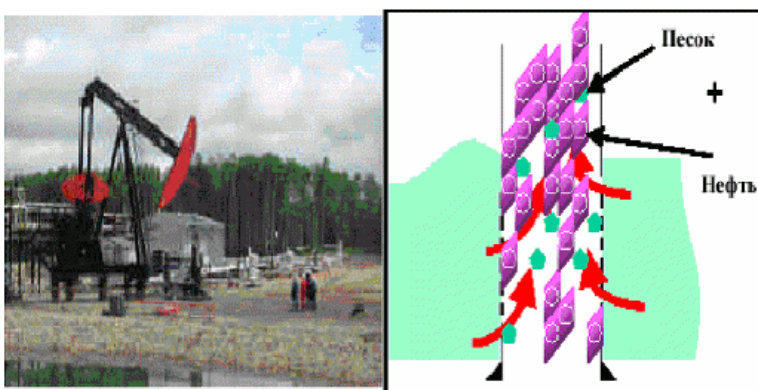


Рисунок 1.3-Метод разработки «CHOPS»

В числе «холодных» способов добычи тяжелой нефти и битумов с использованием растворителей следует указать метод VAPEX (рис.1.4)-закачка растворителя в пласт в режиме гравитационного дренажа. VAPEX предполагает использование пары горизонтальных скважин. За счет закачки растворителя в верхнюю из них, создается камера-растворитель. Нефть разжижается за счет диффузии в неё растворителя и стекает по границам камеры к добывающей скважине под действием гравитационных сил. Коэффициент нефтеотдачи этим методом доходит до 60%, но темпы добычи очень низки.

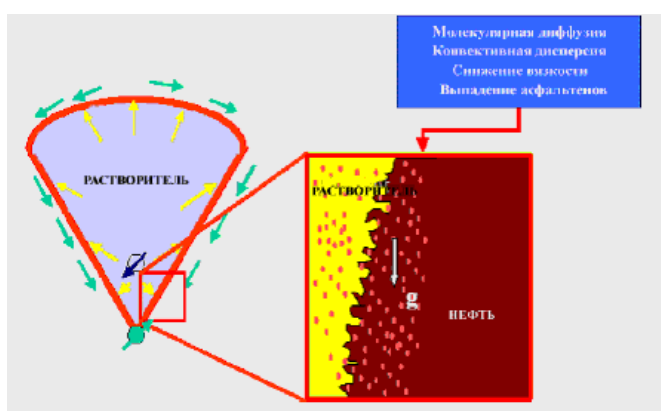


Рисунок 1.4-Метод разработки VAPEX

«Холодные» методы разработки тяжелой нефти не лишены ряда недостатков- низкие темпы разработки и ограничения по максимальным значениям вязкости нефти.

Тепловые методы добычи

Тепловые методы разработки нефтяных месторождений принято объединить в 3 группы:

- Внутрипластовое горение (1.5), осуществляющееся частичным сжиганием нефти в пласте.

Очаг горения продвигается по пласту за счет подачи в пласт воздуха. Благодаря экзотермическому окислению, в пласте в зоне горения температура повышается до 500-700 °С.



Рисунок 1.5- Внутрисловое горение

Под действием высокой температуры уменьшается вязкость нефти, происходит термический крекинг, выпаривание легких фракций нефти и пластовой воды. Нефть из пласта извлекается путем вытеснения её образовавшейся смесью углеводородных и углекислых газов, азота, пара и горячей воды. Существует также влажное внутрисловое горение, которое производится путем ввода в пласт воды с окислителем. При этом ускоряется процесс теплопереноса и извлечения нефти.

- Паротепловые обработки скважин (рис.1.6).

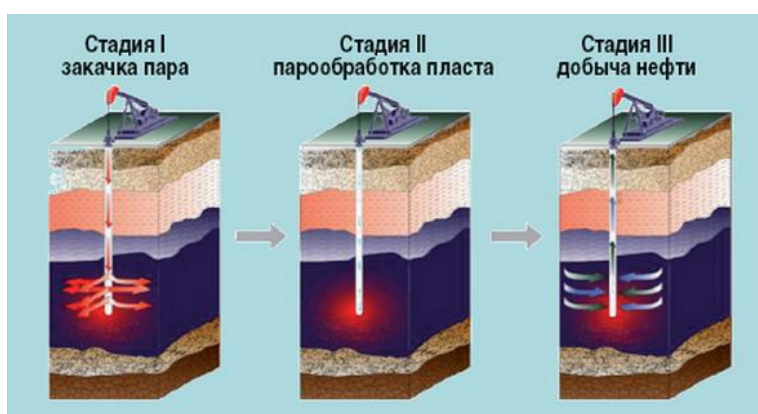


Рисунок 1.6-Паротепловая обработка скважин

Процесс паротепловой обработки скважины заключается в периодической закачке пара в добывающие скважины для разогрева призабойной зоны пласта и снижения в ней вязкости нефти. Цикл (закачка, прогрев, добыча) повторяется несколько раз на протяжении стадии разработки месторождений. Поскольку паротепловой обработке подвергается только призабойная зона скважины, коэффициент нефтедобычи остается низким 15-20%. Еще одним недостатком является высокая энергоемкость процесса и увеличение объема попутного газа. Поэтому паротепловую обработку скважины применяют как дополнительное воздействие на призабойную зону скважины при осуществлении процесса вытеснения нефти теплоносителем из пласта.

- Закачка в пласт теплоносителей.

Паротепловое воздействие на пласт представляет собой неизотермическое вытеснение нефти теплоносителем. Увеличение нефтеотдачи пласта при закачке в него теплоносителей достигается за счет снижения вязкости нефти под воздействием тепла, что способствует улучшению охвата пласта и повышает коэффициент вытеснения. В качестве рабочих агентов могут использоваться горячая вода, пар, горячий полимерный раствор и т.д.

Несмотря на накопленный опыт в области тепловых методов воздействия на пласты, для отечественной нефтяной промышленности представляется крайне необходимым поиском и созданием новых более совершенных технологий разработки залежи тяжелых нефтей и битумов. Это обусловлено как структурой «нетрадиционных» запасов нефти, так и необходимостью более полной выработки запасов углеводородов при достаточной высокой эффективности их добычи. Геологические ресурсы природных битумов на порядок превышают извлекаемые запасы тяжелой нефти. Для разработки таких месторождений с достижением приемлемыми значениями коэффициентов извлечения необходимы новейшие тепловые методы.

Одним из таких методов является парогравитационный дренаж (SAGD) (рис.1.7), который в мире зарекомендовал себя как очень эффективный способ добычи тяжелой нефти и природных битумов.

➤ Технология добычи тяжелой нефти - SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage)



Рисунок 1.7-Парогравитационный дренаж (SAGD)

Эта технология требует бурения двух горизонтальных скважин, расположенных параллельно одна над другой, через нефтенасыщенные толщины вблизи подошвы пласта. Верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания пара в пласт и создания высокотемпературной паровой камеры. Процесс парогравитационного воздействия начинается со стадии предпрогрева, в течение которой производится циркуляция пара в обеих скважинах. На основной стадии добычи производится уже нагнетания пара в нагнетательную скважину. Закачиваемый пар пробивается к верхней части продуктивного пласта, создавая увеличивающуюся в размерах паровую камеру. На поверхности раздела паровой камеры и холодных нефтенасыщенных толщин постоянно происходит процесс теплообмена, в результате которого пар конденсируется в воду и вместе с разогретой нефтью стекают вниз к добывающей скважине под действием силы тяжести. Рост паровой камеры

происходит, пока она не достигнет кровли пласта, затем начинает расширяться в стороны. При этом нефть находится в контакте с высокотемпературной паровой камерой. Таким образом, потеря тепла минимальна, что делает этот способ выгодным с экономической точки зрения.

ТРАНСПОРТИРОВКА ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ

Добыча тяжелой сырой нефти и битума считалась нерентабельной, так как стоимость добычи, транспортировки и переработки высока, а рыночная стоимость продуктов не окупала средств, затраченных на переработку. Несмотря на это, снижение количества ресурсов легкой сырой нефти, а так же постоянно растущий мировой спрос на нефтепродукты приводит к необходимости эксплуатации этих ресурсов. Включение тяжелой нефти в технологическую цепь НПЗ преподносит много проблем, требующих значительной технологической разработки. Одной из основных проблем является транспортировка тяжелой и сверхтяжелой нефти, которая связана со многими операционными трудностями.

Трубопроводы являются наиболее удобным средством транспортировки сырой нефти с установок подготовки нефти (УПН) на нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ). Однако перемещение тяжелой сырой нефти и битума является чрезвычайно сложной задачей из-за ее неспособности течь свободно, и без предварительного снижения вязкости тут не обойтись.

Существует несколько методов транспортировки нефти:

- ***Разбавление***

Смешение или разбавление нефти - один из способов улучшения транспортировки и наиболее часто используемый в нефтяной промышленности. Как правило, чем ниже вязкость разбавителя, тем ниже вязкость смеси тяжелой нефти и битума. В качестве разбавителя используют газовый конденсат, керосин, лигроин и легкие нефти. Это эффективный вариант для снижения вязкости нефти и облегчения ее

мобильности в трубопроводе. Кроме того, разбавление сырой нефти может облегчить некоторые операции, такие как обезвоживание и обессоливание. Такая технология является наиболее широко используемой, но требует значительных инвестиций, так как приходится отделять растворитель, а затем возвращать его в производственный участок. Вариант разбавления имеет и другие проблемы. Так, любое изменение состава нефти может повлиять на требуемое соотношение нефть/растворитель. К тому же, важно заранее определить соотношение растворителя и тяжелой нефти, так как простые правила смешивания для подобных систем не подходят. Для каждой тяжелой нефти должен быть проведен ряд лабораторных анализов по изучению изменения вязкости и совместимости компонентов.

- **Обогрев трубопровода**

Данный метод основан на нагреве (т.е. повышении температуры) трубопровода, что приводит к быстрому снижению вязкости нефти и сопротивлению потоку. Перед тем как подать нефть в трубопровод, её предварительно нагревают. Последующий нагрев трубопровода на всем его протяжении улучшает течение нефти (рис.2.1).

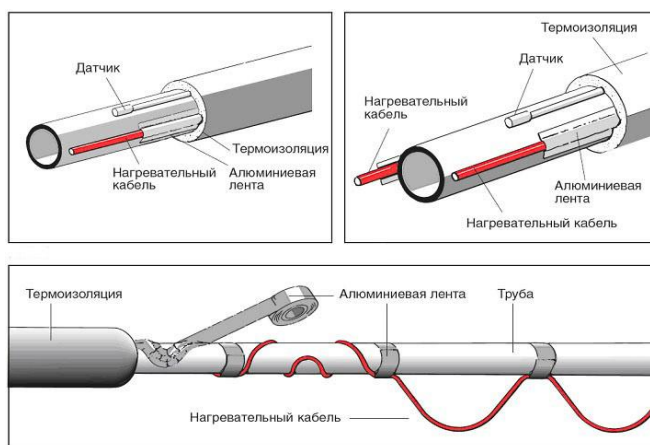


Рисунок 2.1-Трубопровод с электрообогревом

Однако, нагревание трубопровода требует значительного количества электроэнергии. Кроме того, возникают проблемы с внутренней коррозией труб, вызванной повышением температуры. Вдобавок, нагревание может вызвать изменение реологических свойств сырой

нефти, что может привести к её нестабильности. Внезапные расширение и сжатие труб могут также вызвать серьезные проблемы. В большинстве случаев трубопроводы приходится изолировать для поддержания температуры и снижения потерь тепла.

- ***Электрообогрев подводных трубопроводов***

Тяжелые и сверхтяжелые нефти, как правило, становятся густыми и вязкими при температуре подводной среды. В связи с этим подводный транспорт тяжелой нефти характеризуется высокими энергозатратами. В таких случаях, решением для малых расстояний (менее 2 километров) может быть использование изолированных трубопроводов и, для минимизации потерь тепла, перемещение жидкости при высоких скоростях. С увеличением длины трубопровода пассивная изоляция становится неэффективной, а для поддержания высокого давления по всей длине трубопровода требуются высокие затраты на энергию.

Нагрев осуществляется за счет сочетания электрического сопротивления и магнитно-вихревого эффекта, возникающего при воздействии переменного тока на трубопровод. Однако применение данного метода весьма дорогостояще. Это обусловлено сложностью конструкции, развертывания и эксплуатации трубопровода, а также необходимостью его нагрева на всем его протяжении.

- ***Гидротранспорт***

Одной из новейших технологий является перекачка нефти с применением воды. Технология заключается в транспортировке тяжелой нефти в виде эмульсии «нефть в воде», с размером капель нефти в диапазоне нескольких микрон. В некоторых случаях, углеводородные разбавители или легкие нефти могут быть недоступны или их применение ограничено, в то время как пресная вода, морская вода или даже пластовая вода могут быть доступны для эмульгирования.

Эта технология основана на образовании эмульсии, стабилизированной при помощи поверхностно-активных веществ.

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) находятся на границе раздела фаз нефть-вода. Концентрируясь на границе фаз, ПАВ предотвращает рост и выпадение глобул тяжелой нефти во время транспортировки, т.е. поддерживает глобулы во взвешенном состоянии.

Гидрофильной частью смеси будет - вода, агидрофобной - нефть, как показано на рис.2.2. Распределение размера капель зависит от типа ПАВ, энергии смешивания и давления. Основной проблемой гидротранспорта является подбор ПАВ, способного поддерживать стабильность эмульсии на всем протяжении трубопровода и выделяемого из сырой нефти в конечном пункте назначения без особых затрат.

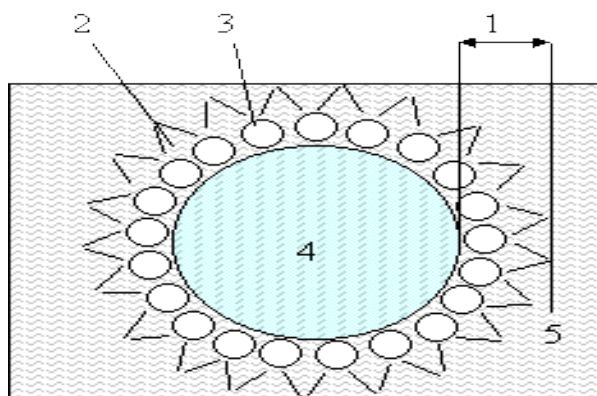


Рис 1. Схематичное изображение пленки на поверхности глобулы воды.
1 – толщина пленки;
2 и 3 – эмульгирующие вещества;
4 – капля воды. 5 – нефть.

- **Использование депрессорных присадок**

Другим направлением решения проблем транспортировки тяжелых нефтей, связанных с их текучестью, является использование депрессорных присадок. Их также называют модификаторами. Модификации подвергаются кристаллы парафина. Это помогает снизить температуру застывания, вязкость и предел текучести, что облегчает транспортировку парафинистой нефти.

Депрессорные присадки – это вещества, способные изменить рост и поверхностные характеристики кристаллов, снижая тенденцию образования крупных кристаллов, а также их отложение на металлических поверхностях, например, на стенках трубопровода. Основным достоинством этих присадок является то, что они на всем протяжении трубопровода не влияют на стабильность смеси.

- ***Антифрикционные (противотурбулентные) добавки***

Силу, необходимую для прокачки жидкости по трубопроводу, называют силой сопротивления. Транспортировка нефти по трубопроводам в основном протекает в турбулентном режиме. Ввиду высокой вязкости нефти значительная часть энергии, приложенной для ее транспортировки, тратится на компенсацию потерь при трении. Высокое сопротивление в турбулентном потоке вызывается радиальным переносом импульса потока завихрений.

Антифрикционные добавки могут быть разделены на три основные группы: поверхностно-активные вещества, волокна и полимеры. ПАВ могут снижать поверхностно натяжение жидкости, в то время как волокна и полимеры ориентируются вдоль основного направления потока, ограничивая возникновение завихрений, что приводит к уменьшению сопротивления.

Таким образом, сохранение эффективной энергии и снижение сопротивления при транспортировке имеет важное значение для тяжелых и сверхтяжелых нефтей. Эти добавки помогают уменьшить трение вблизи стенок трубопровода и в турбулентном ядре потока жидкости во время транспортировки, что приводит к высокой скорости потока при постоянном давлении.

- ***Кольцевой режим потока***

Еще одно решение для транспортировки высоковязких продуктов по трубопроводам основано на создании базового кольцевого потока, направленного на уменьшение падения давления в трубопроводе,

вызванного трением. Метод основан на том, что вода или водный раствор может тонкой пленкой концентрироваться в непосредственной близости от внутренней стенки трубы, тем самым снижая продольный градиент давления и общее снижение давления, как при перемещении воды.

Применение кольцевого потока для транспорта тяжелой нефти предполагает некоторые трудности, такие как: поддержание стабильности потока на дальние расстояния, коррозия стенок трубопровода, трудности перезапуска потока в случае возникновения внепланового простоя.

Когда кольцевой поток используется для транспортировки тяжелой нефти по трубопроводу, перерывы в работе, даже в течение относительно короткого периода времени, могут привести к расслоению потока на две фазы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тяжелая нефть [Электронный ресурс]- Режим доступа: <https://petrodigest.ru/articles/neft/heavy-crude-oil> - свободный
2. Большая Энциклопедия Нефти и Газа [Электронный ресурс]- Режим доступа: <https://www.ngpedia.ru/id186241p1.html> - свободный
3. Переработка и добыча тяжелой нефти [Электронный ресурс]- Режим доступа: <http://mining-prom.ru/toplivodob/neft/tyazhelaya-neft/> - свободный
4. Мингареев Р.Ш., Тучков И.И. Эксплуатация месторождений битумов и горячих сланцев,- М.: Недра, 1980.- с. 572.
5. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений,- М.: Недра, 1988.- с.343.
6. Коноплев Ю.П., Тюнькин Б.А., Груцкий Л.Г., Питиримов В.В. Ярегское месторождение- 70 лет открытию и 30 лет термошахтной разработке// Нефтяное хозяйство ,2002, №12.- с. 59-60.
7. Д.А. Халикова, С.М. Петров, Н.Ю. Башкирцева, Обзор перспективных технологий переработки тяжелых нефтей и природных битумов. Вестник КНИТУ. – 2013. - № 3. – С. 135-139.

8. И.Н. Дияров, Н.Ю. Башкирцева, Композиционные неионогенные ПАВ для комплексной интенсификации процессов добычи, подготовки и транспортировки высоковязких нефтей. Вестник КНИТУ – 2010. - № 4. – С. 119-130.
9. Патент РФ 2415517, МКИ F17 D 1/16. Установка индукционного нагрева трубопровода.
10. А. с. 465501 СССР, МКИ F17 D 1/16. Способ трубопроводного транспорта высокопарафинистой нефти.
11. И.И. Ерошкина, Влияние малых полимерных добавок на частоту пристенных турбулентных выбросов при течении жидкостей в трубопроводе / И.И. Ерошкина, В.И. Марон, А.Д. Прохоров, С.Н. Челинцев // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2000. - № 4. - С. 29-30.
12. В.В. Новоселов, А.Д. Прохоров. Трубопроводный транспорт нефти; под общ. ред. С.М. Вайшток – Недра-Бизнесцентр, 2008. – 621 с.
13. Rafael Martínez-Palou, María de Lourdes Mosqueira. Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline. 1979.
14. Р.А. Алиев. Трубопроводный транспорт нефти и газа и учеб. для вузов / Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов, А.Г. Немудров, В.А. Юфин, Е.И. Яковлев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
15. Патент РФ 2105923, МКИ F17 D 1/16. Способ трубопроводного транспорта высоковязких нефтей.