

На правах рукописи

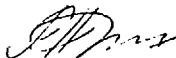
ТРЯСЦИН РОМАН АЛЕКСАНДРОВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО
ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ В СМЕСИ С
ГАЗОКОНДЕНСАТОМ ПРИ ПОНИЖЕННЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ**

Специальность 25.00.19. - Строительство и эксплуатация
нефтегазопроводов, баз и хранилищ

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук



Тюмень, 2006

Работа выполнена в Тюменском государственном нефтегазовом университете

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор,
Земенков Юрий Дмитриевич

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор,
Малюшин Николай Александрович
кандидат технических наук,
Николаев Николай Николаевич

Ведущая организация: ОАО «Сибнефтепровод»

Защита диссертации состоится 6 октября 2006 года в 15³⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.02 при Тюменском государственном нефтегазовом университете по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Тюменского государственного нефтегазового университета по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72.

Отзыв на автореферат в 2-х экземплярах, с подписью составителя и заверенный печатью организации просим направлять в адрес диссертационного совета.

Автореферат разослан 6 сентября 2006 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета Д 212.273.02
доктор технических наук, профессор

С.И. Челомбитко

Актуальность проблемы

В соответствии с энергетической стратегией России объемы добычи нефти составят к 2010+2012 г.г. 570+600 млн. т. Поскольку в 2005 г. на рынок поставлено около 450 млн. т нефти, то ежегодно уровень добычи должен возрастать на 5+7 %. Однако, в течение последних двух десятилетий наблюдается тенденция ухудшения качественного состояния сырьевой базы нефтяной промышленности, что связано, в основном, со значительной выработкой высокопродуктивных месторождений.

Возникает необходимость ввода в эксплуатацию низкорентабельных мелких месторождений и месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Весьма перспективными для разработки оказываются ресурсы высоковязких нефтей, которые вследствие особых реологических свойств являются фактически неиспользованными энергоносителями. Кроме того, высоковязкие нефти обладают уникальным химическим составом и являются ценным сырьем для нефтехимической промышленности.

По данным Счетной палаты ресурсная база балансовых запасов нефти России оценивается в 25,2 млрд. т, из них - запасы высоковязких нефтей составляют 7,2 млрд. т, т.е. 28,6 % от общероссийских. При этом 3,17 млрд. т высоковязких нефтей России принадлежит территории Тюменской области, причем основная часть располагается в Ямало-Ненецком автономном округе.

Разработка месторождений высоковязких нефтей и их транспорт в условиях Крайнего Севера сопряжены с рядом важных особенностей, вызываемых факторами климатического, геокриологического, экономического и социального характера.

В настоящее время наиболее распространенным методом транспорта высоковязких нефтей является «горячая» перекачка. Такой метод неизбежно связан с тепловыми потерями энергии, что в условиях Крайнего Севера вызывает значительные осложнения при сохранении устойчивости подземных трубопроводов. Использование изотермических технологий трубопроводного транспорта высоковязких нефтей позволит значительно снизить капитальные и эксплуатационные затраты. Однако, использование традиционной технологии для перекачки высоковязких нефтей при подземной прокладке трубопровода в районах распространения многолетнемерзлых грунтов невозможно из-за значительного повышения вязкости, вплоть до полной потери текучести. Поэтому, снижение температуры нефти, транспортируемой в районах Крайнего Севера, должно сопровождаться операциями по улучшению ее реологических свойств и обеспечению благоприятных гидродинамических параметров.

Примером использования изотермических технологий для перекачки высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера являются трубопроводные магистрали республики Коми, где высокопарафинистые нефти обрабатываются депрессорными присадками. Однако, высокая вязкость нефтей многих месторождений Западной Сибири обусловлена содержанием в их составе значительного количества асфальто-смолистых веществ, а не парафинов. Применение депрессаторов не вызывает улучшения реологических свойств таких жидкостей. В связи с этим накопленный опыт транспортирования

высоковязких нефтей в сложных природно-климатических условиях не может быть использован при проектировании и эксплуатации трубопроводов для перекачки нефтей данных месторождений.

Наличие значительного количества залежей газоконденсата в Ямало-Ненецком автономном округе обуславливает высокую перспективность его применения в качестве разбавителя при трубопроводном транспорте высоковязких нефтей. Проблеме перекачки высоковязких нефтей совместно с углеводородными разбавителями посвящено значительное количество работ. Однако, опубликованных данных явно недостаточно для рационального проектирования и экономически эффективной эксплуатации магистральных нефтеконденсатопроводов Крайнего Севера Тюменской области.

Цель диссертационной работы

Совершенствование технологии перекачки высоковязких нефтей в смеси с газоконденсатом применительно к условиям Крайнего Севера Тюменской области.

Основные задачи исследований

1. Установление закономерностей изменения реологических свойств нефтеконденсатных смесей в зависимости от температуры, концентрации разбавителя и давления стабилизации конденсатов на основе экспериментальных исследований и анализа их результатов.

2. Выявление зависимостей коэффициента гидравлического сопротивления и производительности трубопровода от концентрации и реологических свойств разбавителя.

3. Разработка математических моделей, позволяющих определить концентрацию разбавителя, обеспечивающую заданную производительность трубопровода с минимальными потерями энергии.

4. Создание методики выбора основного оборудования и обеспечения рациональных режимов работы насосных станций магистральных нефтеконденсатопроводов Крайнего Севера.

Научная новизна работы

1. Установлены многофакторные зависимости динамической вязкости смесей нефтей и газоконденсатов месторождений Крайнего Севера Тюменской области от концентрации разбавителя (до 50 % об.) и давления стабилизации конденсатов при температурах многолетнемерзлых пород.

2. Получены аналитические зависимости для оценки влияния концентрации и вязкости разбавителя на коэффициент гидравлического сопротивления и производительность трубопровода при различных гидравлических режимах течения и температурах нефтеконденсатной смеси.

3. Разработаны математические модели, позволяющие определить концентрацию разбавителя, соответствующую минимальным потерям напора в трубопроводе, минимальной мощности, потребляемой насосно-силовыми агрегатами, а также максимальной производительности по вязкой нефти.

4. Создана методика выбора основного оборудования насосных станций магистральных нефтеконденсатопроводов Западной Сибири и обеспечения

рациональных режимов их работы при изменениях термических условий внешней среды.

Практическая ценность работы

Полученные аналитические зависимости позволяют при проектировании и эксплуатации трубопроводов с точностью достаточной для инженерных расчетов спрогнозировать вязкость исследованных нефтеконденсатных смесей в зависимости от концентрации разбавителя и температуры.

Методика выбора основного оборудования и обеспечения оптимальных режимов работы насосных станций может быть использована при разработке нормативных документов, регламентирующих процессы проектирования и эксплуатации трубопроводов, перекачивающих нефтеконденсатные смеси.

Апробация работы

Основные положения диссертации доложены и обсуждены на научно-технических конференциях и семинарах различного уровня:

- *регионального*: Научно-практической конференции «Нефть и газ. Новые технологии в системах транспорта» (Тюмень, 2004); Научных семинарах молодых ученых, аспирантов, студентов «Теплофизика, гидрогазодинамика, теплотехника» (Тюмень, 2004, 2005, 2006); Научно-практической конференции «Проблемы эксплуатации систем транспорта» (Тюмень, 2005); Научно-практических конференциях студентов, аспирантов, молодых ученых «Новые технологии – нефтегазовому региону» (Тюмень, 2005, 2006);

- *всероссийского*: VIII симпозиуме им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 400-летию города Томска «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, 2004); Всероссийском конкурсе молодых ученых на лучшую научно-техническую разработку ОАО «ЛУКОЙЛ» (Москва, 2005);

- *международного*: Международной научно-технической конференции «Интерстроймех2005» (Тюмень, 2005); Конференции «Теория и практика оценки состояния криосферы Земли и прогноз ее изменения» (Тюмень, 2006).

Публикации

По материалам работы опубликовано 13 печатных работ, в том числе 2 учебных пособия, 7 статей, 2 тезисов докладов, 1 патент на изобретение, 1 авторское свидетельство.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех разделов, основных выводов, содержит 148 страниц машинописного текста, 16 таблиц, 21 рисунок, библиографический список использованной литературы из 145 наименований, 12 приложений.

Краткое содержание работы

Во введении обоснована актуальность работы, сформулированы цель и основные задачи диссертации, показана научная новизна и практическая ценность выполненных исследований, дана общая характеристика работы.

Первый раздел посвящен комплексному анализу известных технологий трубопроводного транспорта высоковязких и высокозастывающих нефтей, распределения запасов углеводородного сырья, а также климатических и геокриологических условий Тюменской области. В результате технологически

обосновано использование для транспорта высоковязких нефтей технологии перекачки в смеси с газоконденсатом. Также выявлены нерешенные проблемы по разработке методов проектирования и обеспечению рациональной эксплуатации трубопроводов для перекачки нефтеконденсатных смесей в сложных природно-климатических и геокриологических условиях.

В настоящее время темпы роста экономических показателей Российской Федерации оказываются крайне зависимыми от объемов добычи и экспорта энергоносителей. Для стабилизации экономического развития страны особое значение приобретает задача повышения уровня объемов добычи и транспортировки углеводородного сырья. Однако, значительный уровень выработки многих высокопродуктивных месторождений страны, а также малые объемы геологоразведочного бурения в последние десятилетия привели к низкому приросту извлекаемых запасов нефти. Возможным решением проблемы является ввод в эксплуатацию месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, в том числе высоковязких нефтей. Аномально высокая вязкость данных нефтей (до 10000 мПа·с), а также расположение месторождений в районах с осложненными природно-климатическими и геокриологическими условиями (температура грунта на глубине заложения трубопровода достигает -10°C), вызовут проблемы при их транспортировке.

В результате анализа известных технологий трубопроводного транспорта высоковязких и высокосвязывающих нефтей, разработана их новая классификация, в которой выделены две основные группы методов перекачки: неизотермическая и изотермическая. Проведенный в работе расчет тепловой пенополиуретановой изоляции подземного неизотермического трубопровода из условия сохранения породы в мерзлом состоянии позволил определить, что ее толщина должна составлять более 1,0 м. Строительство трубопроводов с такими параметрами маловероятно. Таким образом, показана технологическая сложность применения неизотермических технологий для перекачки высоковязких нефтей месторождений Крайнего Севера.

В результате экспертной оценки изотермических технологий перекачки высоковязких и высокосвязывающих нефтей по критерию технико-экономической эффективности, было проведено их ранжирование. Установлено, что для транспортирования высокосмолистых нефтей в условиях Крайнего Севера теоретически могут быть использованы: перекачка в потоке носителя, термодеструктивная обработка, газонасыщение, перекачка с жидкими углеводородными разбавителями. Последняя была признана наиболее эффективной по ряду причин, основная из которых - наличие значительного количества залежей газоконденсата в Ямало-Ненецком автономном округе.

Исследованию проблем трубопроводного транспорта высоковязких и высокосвязывающих нефтей с разбавителями посвящены работы Л.С. Абрамзона, Р.А. Алиева, Э.М. Блсйхера, В.Е. Губина, Р.Г. Исхакова, Ю.А. Сквородникова, О.В. Скрипникова, П.И. Тугунова, В.И. Черникина, В.А. Юфина и др. В опубликованной литературе достаточно широко освещены вопросы выбора разбавителя и его концентрации, представлено значительное количество эмпирических и полумпирических зависимостей реологических

параметров смесей от концентрации разбавителя и температуры. Однако, анализ литературных источников позволяет утверждать, что опубликованные данные не достаточно для их применения при проектировании и эксплуатации нефтеконденсатопроводов Западной Сибири. В настоящее время нет сведений об исследованиях реологических свойств смесей высоковязких нефтей и конденсатов при отрицательных температурах. Кроме того, в опубликованных работах, в том числе, в действующей нормативной документации, отсутствуют рекомендации по выбору основного оборудования станций, перекачивающих нефтеконденсатные смеси, а также методов расчета технологических режимов.

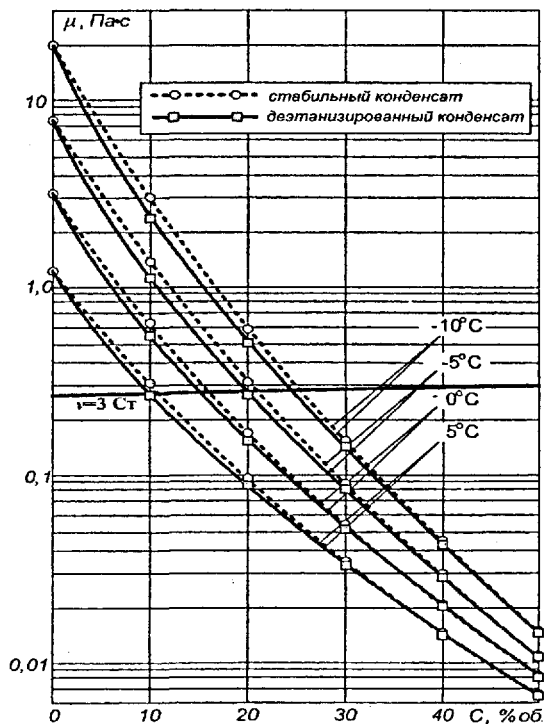
Комплексный анализ, проведенный в первой главе диссертации, позволил сформулировать цель и поставить основные задачи работы.

Второй раздел посвящен экспериментальным лабораторным исследованиям реологических свойств нефтеконденсатных смесей в зависимости от различных факторов при пониженных температурах.

В качестве объекта исследования была выбрана смесь высокосмолистой нефти Русского месторождения со стабильным, а также дегтанизированным газоконденсатом Уренгойского месторождения. По величине Русское нефтяное месторождение является крупнейшим месторождением высоковязкой нефти России (геологические запасы - 1,5 млрд. т, извлекаемые - 410 млн. т.).

Рис. 1. Зависимость вязкости смеси нефти Русского месторождения и конденсата Уренгойского месторождения от концентрации разбавителя и температуры

В результате анализа экспериментальных данных установлено, что основными факторами, влияющими на вязкость нефтеконденсатной смеси, являются температура и объемная концентрация конденсата. Из рис. 1 видно, что с повышением концентрации конденсата в смеси более 30 % об. скорость уменьшения вязкости замедляется. Депрессорный эффект от добавки к высоковязкой нефти конденсата увеличивается с понижением температуры смеси.



Измерения динамической вязкости проводились на ротационном вискозиметре ИНПН. По результатам экспериментов были аппроксимированы графические зависимости вязкости смесей от концентрации разбавителя, температуры и давления стабилизации конденсатов (рис. 1).

Осуществление перекачки исследованной высоковязкой нефти в чистом виде, а также при концентрации разбавителя менее 20 % при помощи стандартного оборудования невозможно, т.к. в соответствии с нормативной документацией насосы марки НМ предназначены для перекачки жидкостей с вязкостью не более $3 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$.

С целью установления аналитических зависимостей, подтверждающих температурно-концентрационную зависимость вязкости нефтеконденсатных смесей, был проведен анализ опубликованных работ. Данные, полученные в результате экспериментов, сравнивались с рассчитанными по формулам, предложенным различными авторами. В результате сравнительного анализа установлено, что зависимости, в которые температура не входит в явном виде, не обладают достаточной для инженерных расчетов точностью. При перекачке высоковязких нефтей в смеси с газоконденсатом температура транспортируемого продукта зависит от температуры грунта. Поэтому, возникает трехпараметрическая задача прогнозирования вязкости нефтеконденсатных смесей в зависимости от концентрации разбавителя, а также температуры. В связи с этим, экспериментальные данные были статистически обработаны. В результате были получены эмпирические трехфакторные экспоненциальные зависимости вязкости смеси, учитывающие влияние фактора температуры. Для смеси нефти со стабильным конденсатом:

$$\mu_{CM} = 2769 \cdot \exp(0,00191 \cdot t \cdot C - 0,1173 \cdot C - 0,1595 \cdot t), \quad (1)$$

где μ_{CM} – динамическая вязкость нефтеконденсатной смеси, мПа·с;
 C – концентрация конденсата в смеси, % об.; t – температура смеси, °С.

Для смеси нефти с дезанизированным конденсатом:

$$\mu_{CM} = 2678 \cdot \exp(0,00184 \cdot t \cdot C - 0,1172 \cdot C - 0,1569 \cdot t). \quad (2)$$

Выражения (1), (2) позволяют определить вязкость смеси в зависимости от концентрации разбавителя в рабочем диапазоне температур перекачки смеси, а именно в интервале $(+5 \div -10)^\circ\text{С}$. Регрессионные модели (1), (2) адекватно описывают результаты экспериментов, поскольку расчетные значения критериев Фишера не превышают табличные при доверительной вероятности 95 %, а средняя ошибка аппроксимации не выше 6 %.

Третий раздел посвящен разработке математических моделей, позволяющих определить оптимальную концентрацию разбавителя при эксплуатации магистральных нефтеконденсатопроводов в сложных природно-климатических условиях.

При разбавлении высоковязкой нефти газоконденсатом вязкость полученной смеси, естественно, снижается, за счет чего уменьшаются потери напора на трение. С другой стороны, при добавлении новых порций разбавителя общее количество перекачиваемой по трубопроводу жидкости

увеличивается, что приводит к росту потерь напора на трение. Поэтому, после достижения предельной концентрации разбавителя в смеси возможное для перекачки количество высоковязкой нефти уменьшается. Следовательно, существует такая концентрация конденсата в смеси, которая соответствует максимуму производительности трубопровода по высоковязкой нефти.

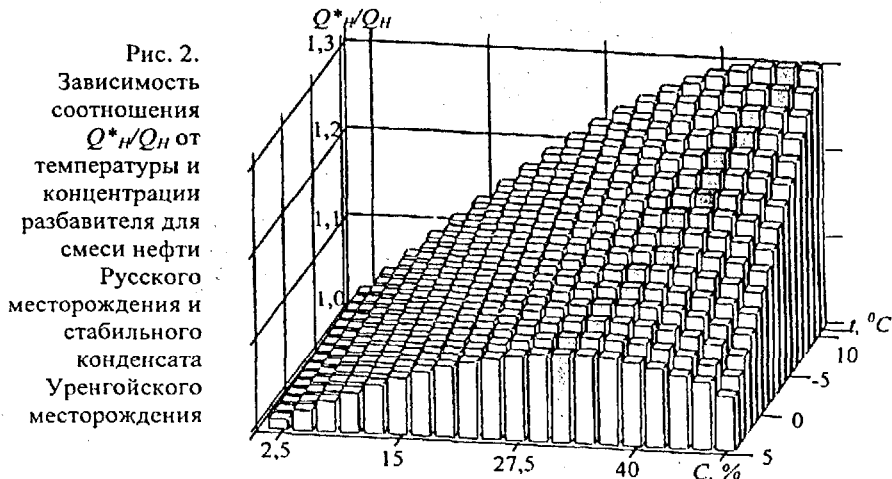
Эта задача была решена для случая, когда прочностные характеристики трубопровода используются полностью. Поэтому напор, развиваемый насосами при транспорте чистой высоковязкой нефти равен напору при перекачке нефtekонденсатной смеси. При этом были сделаны допущения, что гидравлический режим движения при разбавлении не меняется, а плотность смеси является аддитивной величиной.

В результате получено соотношение производительностей трубопровода по вязкой нефти с разбавителем $Q^*_{Н}$ и без такового $Q_{Н}$:

$$\frac{Q^*_{Н}}{Q_{Н}} = (1 - C) \cdot \left(\frac{\mu_{Н}}{\mu_{СМ}} \right)^{\frac{m}{2-m}} \cdot \left[1 + C \cdot \left(\frac{\rho_{Р}}{\rho_{Н}} - 1 \right) \right]^{\frac{m}{2-m}} \quad (3)$$

где $\mu_{Н}$ – динамическая вязкость нефти, мПа·с; m – коэффициент Лейбензона, зависящий от гидравлического режима перекачки; $\rho_{Н}, \rho_{Р}$ – плотность соответственно нефти и разбавителя, кг/м³.

Используя уравнение (3), эмпирические зависимости динамической вязкости нефtekонденсатной смеси от концентрации разбавителя и температуры, общеизвестные зависимости плотности нефти от температуры, а также зависимость вязкости чистой нефти от температуры при помощи программного пакета MatCAD была решена задача по определению концентрации разбавителя, соответствующей максимуму производительности по высоковязкой нефти для исследованных нефtekонденсатных смесей. Графическая интерпретация выполненных расчетов представлена на рис. 2.



Из рис. 2 видно, что, например, при температуре -10°C возможно увеличение расхода вязкой нефти на 30 %, за счет введения 48 % об. конденсата. В то же время при температуре $+5^{\circ}\text{C}$ максимальное увеличение производительности по нефти составляет около 10 % и соответствует концентрации разбавителя 35 % об. Это означает, что при увеличении температуры эффективность применения разбавителя снижается.

Одним из показателей, характеризующих эффективность трубопроводного транспорта, является потребный напор. В общем случае введение разбавителя двояко влияет на потери напора, и, следовательно, на напор необходимый для перекачки. С одной стороны, потери напора снижаются за счет уменьшения вязкости смеси, с другой – возрастают при нарастании общих объемов перекачиваемого продукта. Таким образом, существует такая концентрация разбавителя, при которой необходимый для перекачки напор будет минимальным.

В работе было получено уравнение для нахождения минимума потерь напора на трение при перекачке заданного количества вязкой нефти по трубопроводу определенного диаметра и длины:

$$\Pi = \frac{\beta_{CM} \cdot Q \cdot \eta^{2-m_{CM}} \cdot \mu_{CM}^{m_{CM}} \cdot L}{(1-C)^{2-m_{CM}} \cdot D^{5-m_{CM}} \cdot [\rho_H(1-C) + \rho_P \cdot C]^{m_{CM}}}, \quad (4)$$

где D – диаметр трубопровода, м; L – длина трубопровода, м; β_{CM} – коэффициент, зависящий от гидравлического режима перекачки.

Зависимость потерь напора на трение от температуры и концентрации разбавителя для трубопровода диаметром 800 мм, длиной 50 км и производительностью по нефти $1 \text{ м}^3/\text{с}$ представлена на рис. 3.

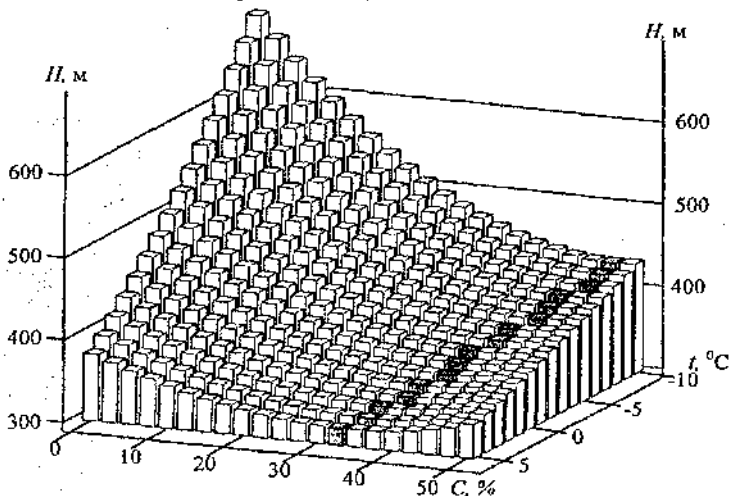


Рис. 3. Зависимость потерь напора на трение по длине от температуры и концентрации разбавителя для смеси нефти Русского месторождения и стабильного конденсата Уренгойского месторождения

Как известно мощность, потребляемая насосно-силовыми агрегатами, является функцией напора. Поэтому, влияние разбавителя на мощность, затрачиваемую для перекачки нефтеконденсатной смеси, аналогично влиянию, оказываемому добавкой разбавителя на потребный напор.

Принимая допущение, что режим движения нефти при разбавлении конденсатом не меняется ($\beta_H = \beta_{CM}$, $m_H = m_{CM}$), а КПД насоса в пределах рабочей зоны остается постоянным, выразим напор насоса в формуле мощности через уравнение Лейбензона, используя основное уравнение трубопроводного транспорта — уравнение баланса напоров. Тогда получим соотношение мощности, потребляемой насосами при перекачке нефтеконденсатной смеси N_{CM} к мощности, потребляемой насосами при перекачке чистой нефти N_H :

$$\frac{N_{CM}}{N_H} = \left(\frac{\rho_{CM}}{\rho_H} \right)^{1-m} \cdot \left(\frac{\mu_{CM}}{\mu_H} \right)^m \cdot (1-C)^{m-3} \quad (5)$$

Использование уравнения (5) при расчетах позволит определять наиболее выгодные концентрации разбавителя с точки зрения сокращения потребляемой насосно-силовыми агрегатами электроэнергии. Зависимость соотношения N_{CM}/N_H от температуры и концентрации разбавителя для исследованных нефтеконденсатных смесей представлена на рис. 4.

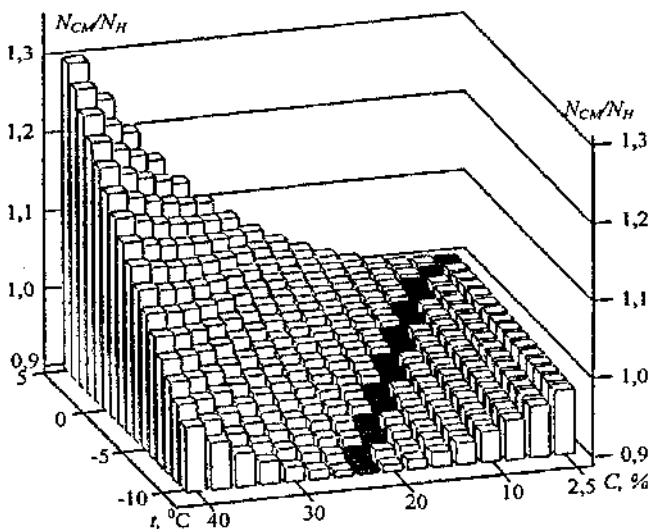


Рис. 4. Зависимость величины N_{CM}/N_H от температуры и концентрации разбавителя для смеси нефти Русского месторождения и стабильного конденсата Уренгойского месторождения

Как видно из рис. 4, существует такая температура (в данном случае она равна 5 °С), при которой добавки разбавителя не оказывают положительного влияния на потребляемую насосно-силовыми агрегатами мощность.

Из приведенных графиков (рис. 2, 3, 4) следует, что увеличение температуры смещает максимум производительности по высоковязкой нефти, минимум потребного напора, а также минимум требуемой мощности в сторону меньших концентраций разбавителя. Однако, в абсолютном выражении величина соотношения Q_{CM}^*/Q_H при этом уменьшается, а величина N_{CM}/N_H растет, что подтверждает вывод об увеличении эффективности применения разбавителя при понижении температуры.

В третьем разделе также представлены полученные зависимости (6), (7), (8), (9), (10) позволяющие оценить влияние концентрации и вязкости маловязкого компонента на коэффициент гидравлического сопротивления и производительность трубопровода, учитывающие влияние температуры, а также, гидравлический режим течения.

Так, если чистая нефть и смесь движутся по трубопроводу ламинарно, то определить величину снижения коэффициента гидравлического сопротивления можно по формуле:

$$\frac{\lambda_{CM}}{\lambda_H} = \frac{\mu_{CM} \cdot (1-C) \cdot \rho_H}{\mu_H \cdot [\rho_H(1-C) + \rho_P \cdot C]} \quad (6)$$

При турбулентном течении чистой нефти и смеси в области гидравлически гладких труб:

$$\frac{\lambda_{CM}}{\lambda_H} = \left(\frac{\mu_{CM} \cdot (1-C) \cdot \rho_H}{\mu_H \cdot [\rho_H(1-C) + \rho_P \cdot C]} \right)^{0,25} \quad (7)$$

При эксплуатации трубопровода режим движения при разбавлении может меняться, например, с ламинарного для чистой нефти на турбулентный для смеси. Для данного случая было получено соотношение:

$$\frac{\lambda_{CM}}{\lambda_H} = 0,0059 \cdot (\nu_{CM} \cdot (1-C))^{0,25} \cdot \left(\frac{Q_H}{D} \right)^{0,75} \cdot \left(\frac{1}{\nu_H} \right) \quad (8)$$

При введении конденсата в высоковязкую нефть производительность трубопровода будет увеличиваться по причинам уменьшения вязкости и увеличения количества транспортируемой жидкости. Если зона режима течения при разбавлении не меняется, то определять прирост производительности трубопровода, предлагается по формуле:

$$\frac{Q_{CM}}{Q_H} = \left(\frac{\mu_H \cdot [\rho_H(1-C) + \rho_P \cdot C]}{\rho_H \cdot \mu_{CM}} \right)^{\frac{m}{2-m}} \quad (9)$$

При изменении режима течения с ламинарного (для чистой нефти) на турбулентный в области гидравлически гладких труб (для смеси) прирост производительности может быть рассчитан по зависимости:

$$\frac{Q_{CM}}{Q_H} = \frac{34,47 \cdot L^{0,429} \cdot \mu_H \cdot (\rho_H(1-C) + \rho_P \cdot C)}{\mu_{CM}^{0,143} \cdot \rho_H \cdot H^{0,429} \cdot D^{1,286}} \quad (10)$$

В результате расчетов был сделан вывод, что при любом из режимов течения (6), (7), (8), (9), (10) соотношение Q_{CM}/Q_H тем больше (а соотношение λ_{CM}/λ_H соответственно меньше) чем выше концентрация маловязкого компонента в смеси, и чем ниже температура перекачки. Это объясняется

увеличением разницы между значениями вязкости разбавителя и нефти при понижении температуры. Это означает, что применение разбавителя более эффективно при низких температурах.

Четвертый раздел посвящен разработке методов выбора насосно-силового оборудования и обеспечения рациональных режимов работы насосных станций, изменением концентрации разбавителя в смеси.

При проектировании трубопроводов для транспортирования нефтеконденсатных смесей возникает задача выбора насосно-силового оборудования обеспечивающего рациональные показатели транспорта. Как показывает опыт эксплуатации магистральных трубопроводов, замена установленного насосно-силового оборудования часто оказывается нецелесообразной. Следовательно, также может быть поставлена задача выбора концентрации разбавителя для перекачки нефтеконденсатной смеси при помощи насосов определенной марки.

Поскольку расход перекачиваемой жидкости и потери напора на трение связаны между собой как координаты рабочей точки системы, то можно приравнять левые части уравнений, описывающих характеристику насосной станции и трубопровода, тогда:

$$n \cdot \left(a - b \cdot \left(\frac{Q^*_{Н}}{1-C} \right)^{2-m} \right) + \left[a_{п} - b_{п} \cdot \left(\frac{Q^*_{Н}}{k \cdot (1-C)} \right)^{2-m} \right] = \beta \frac{\left(\frac{Q^*_{Н}}{1-C} \right)^{2-m} \cdot v_{CM}^m \cdot L}{D^{5-m}} + h_K + \Delta z, \quad (11)$$

где Δz - разность геодезических отметок, м; h_K , - необходимый остаточный напор в конечном пункте трубопровода, м; a и $a_{п}$, м, b и $b_{п}$, м/(м³/ч)² - коэффициенты аппроксимации напорных Q-H характеристик основных и подпорных насосов соответственно; Q - подача насоса, м³/ч; n - количество основных насосов; k - количество подпорных насосов.

Выразим из (11) кинематическую вязкость:

$$v_{CM} = \left(\frac{D^{5-m} \cdot \left\{ n \cdot \left(a - b \cdot \left(\frac{Q^*_{Н}}{1-C} \right)^{2-m} \right) - h_K - \Delta z + a_{п} \right\}}{\beta \cdot \left(\frac{Q^*_{Н}}{1-C} \right)^{2-m} \cdot L} - \frac{D^{5-m} \cdot b_{п}}{\beta \cdot L \cdot k^{2-m}} \right)^{\frac{1}{m}} \quad (12)$$

В предложенном выражении искомая переменная v_{CM} является величиной кинематической вязкости смеси, обеспечение которой (за счет введения разбавителя) даст возможность осуществить перекачку высоковязкой нефти с расходом $Q^*_{Н}$ на расстояние L по трубопроводу диаметром D при помощи насосов выбранной марки. Поскольку перекачка жидкостей с вязкостью большей, чем искомая переменная, в выражении (12) невозможна, эта величина была названа критической кинематической вязкостью смеси v_{CM}^{KP} .

Для определения областей применения различных марок и схем соединения насосных агрегатов необходимо, чтобы, кроме значений v_{CM}^{KP} , была известна зависимость $v_{CM} = f(C)$, которую можно определить, например, экспериментально. В том случае, если концентрация разбавителя обеспечивает

вязкость смеси $\nu_{СМ}$, меньшую, чем $\nu^{сп}_{СМ}$, то развиваемый насосами напор будет превышать потери напора при движении смеси. Поэтому, для наиболее рационального использования потребляемой энергии необходимо максимальное приближение вязкости транспортируемой смеси к значениям $\nu^{сп}_{СМ}$. В том случае, если известна зависимость $\nu_{СМ}=f(C, t)$, решение предложенного уравнения, позволит кроме выбора основного оборудования, также обеспечивать максимально эффективный режим работы перекачивающей станции изменением концентрации разбавителя при колебаниях температуры транспортируемого продукта.

На основе уравнения (12), с использованием известных зависимостей была разработана методика выбора насосно-силового оборудования для перекачки смесей высоковязких нефтей и маловязких углеводородных разбавителей и обеспечения оптимальных режимов работы перекачивающих станций, при изменениях температуры (и соответственно вязкости) транспортируемого продукта (рис. 5).

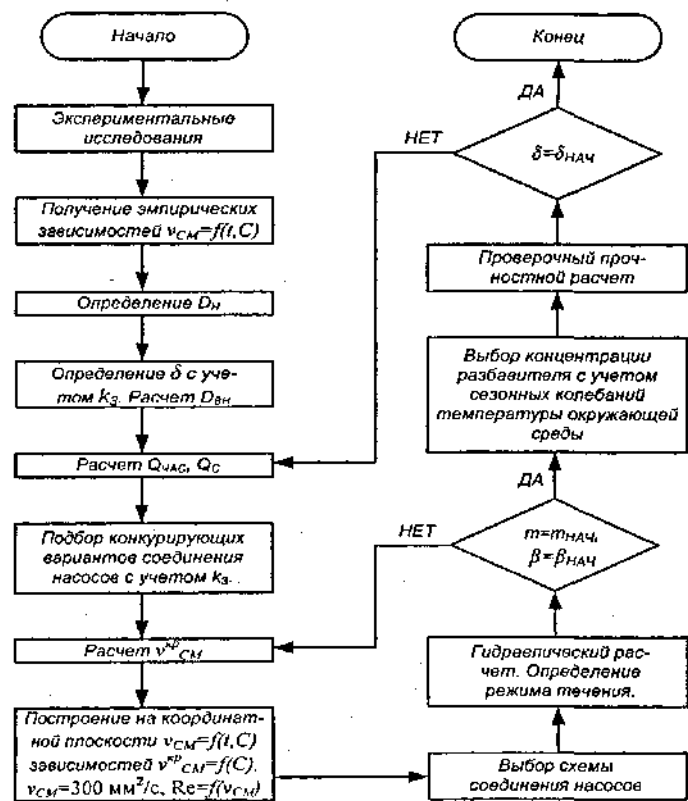


Рис. 5. Алгоритм методики выбора насосно-силового оборудования и обеспечения рациональных режимов работы перекачивающих станций

В качестве примера использования методики решена задача по выбору марки и схемы соединения насосно-силовых агрегатов при проектировании трубопровода для перекачки высоковязкой нефти Русского месторождения в смеси с газоконденсатом Уренгойского месторождения. При этом также решена задача обеспечения рациональных режимов работы насосной станции при колебаниях температуры продукта путем изменения концентрации разбавителя.

Основные выводы

1. Для перекачки высоковязких высокосмолистых нефтей месторождений Крайнего Севера Тюменской области (динамическая вязкость до 10000 мПа·с) на основе применения комплексного анализа, а также метода экспертных оценок обосновано использование технологии трубопроводного транспорта в смеси с газоконденсатом.

2. В результате регрессионного анализа экспериментальных данных получены трехфакторные зависимости вязкости нефтеконденсатных смесей от температуры (в пределах 5+-10 °С) и концентрации разбавителя (до 50 % об.). Проверка адекватности моделей позволяет рекомендовать полученные зависимости для инженерных расчетов при проектировании и эксплуатации трубопроводов, транспортирующих исследованные смеси.

3. Разработаны математические модели для решения задач определения концентрации разбавителя, соответствующей максимальной производительности трубопровода по высоковязкой нефти, минимуму потерь напора и минимуму мощности, потребляемой насосно-силовыми агрегатами. Показано, что для исследованной нефти депрессорный эффект от применения разбавителя тем выше, чем ниже температура перекачки.

4. Получены зависимости, позволяющие оценить влияние концентрации и реологических свойств разбавителя на коэффициент гидравлического сопротивления и производительность трубопровода по нефтеконденсатной смеси, с учетом температуры и гидравлических режимов течения.

5. Создана методика выбора насосно-силового оборудования и обеспечения рациональных режимов работы насосных станций, учитывающая возможное изменение гидравлических и тепловых режимов течения смеси, а также характеристик центробежных насосов при перекачке вязких жидкостей.

Основные публикации

1. Трясцин Р.А. Проблемы трубопроводного транспорта нефтей месторождений Крайнего Севера Тюменской области и пути их решения / Р.А. Трясцин, Р.Е. Левитин, Д.А. Бабичев // Материалы региональной научно-практической конференции «Нефть и газ. Новые технологии в системах транспорта». – Тюмень: ТюмГНГУ, 2004. – С. 100-103.

2. Трясцин Р.А. Некоторые реологические свойства двухфазной системы «нефть – газ» / Р.А. Трясцин, Р.Е. Левитин, Д.А. Бабичев // Сб. науч. тр. «Теплофизика, гидрогазодинамика, теплотехника». - Тюмень: ТюмГУ, 2004. - С. 228-231.

3. Транспорт и хранение нефти и газа в примерах и задачах: Учебное пособие. / Г.В. Бахмат [и др.] // Под общ. ред. Ю.Д. Земенкова. – СПб.: Недра, 2004. – 544 с.

4. А. с. № 2004610575. Электронный учебник по дисциплине «Проектирование и эксплуатация нефтебаз» / Р.Е. Левитин, Ю.Д. Земенков, Р.А. Трясцин, В.Н. Коваленко. - № 2003612759; заявлено 26.12.03; опубл. 26.02.04.
5. Перспективы трубопроводного транспорта нефтеконденсатных смесей в условиях севера Тюменской области / Р.А. Трясцин, Р.Е. Левитин, В.Н. Кривохижа, Ю.Д. Земенков // Труды восьмого симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. - Томск: 2005. - С. 646-648.
6. Трясцин Р.А. Применение конденсата в качестве разбавителя при трубопроводном транспорте высоковязких нефтей Крайнего Севера Тюменской области // Материалы 4-ой научно-практической конференции студентов, аспирантов, молодых ученых «Новые технологии – нефтегазовому региону». – Тюмень: Вектор Бук, 2005. - С. 49.
7. Трясцин Р.А. Исследование влияния углеводородного разбавителя на реологические свойства высоковязкой нефти / Р.А. Трясцин, Р.Е. Левитин, Д.А. Бабичев // Труды международной научно-технической конференции «Интерстроймех-2005». – Тюмень: Экспресс, 2005. - С. 68-69.
8. Дудин С.М. Проблемы трубопроводного транспорта газонасыщенных и газоидкостных смесей / С.М. Дудин, Ю.Д. Земенков, Р.А. Трясцин // Труды международной научно-технической конференции «Интерстроймех-2005». – Тюмень: Экспресс, 2005. - С. 76-79.
9. Пат. 2259314. Устройство для предотвращения утечек из резервуаров / Ю.Д. Земенков, Р.А. Трясцин, Р.Е. Левитин. - № 2004107716; заявлено 15.03.04; опубл. 27.08.05.
10. Трясцин Р.А. Трубопроводный транспорт высоковязкой нефти Русского месторождения в смеси с газоконденсатом / Р.А. Трясцин, А.Г. Закирзаков // Труды региональной научно-практической конференции «Проблемы эксплуатации систем транспорта» – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – С. 118-121.
11. Трясцин Р.А. Разработка технологии транспорта высоковязких нефтей с месторождений Крайнего Севера Тюменской области // Материалы VI научно-технической конференции молодежи ОАО «АК «Транснефть» «Проблемы трубопроводного транспорта нефти» – Тюмень: Феликс, 2005. - С. 8-11.
12. Трясцин Р.А. Обеспечение рациональной технологии трубопроводного транспорта нефтеконденсатных смесей в условиях Крайнего Севера Тюменской области / Р.А. Трясцин, А.Г. Закирзаков // Материалы Международной конференции «Теория и практика оценки состояния криосферы Земли и прогноз ее изменения». – Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. - Т. 2. - С. 302-304.
13. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов: Учебное пособие. / Г.В. Бахмат [и др.] // Под общ. ред. Ю.Д. Земенкова. – М.: ИнфраИнженерия, 2006. – 920 с.

Подписано к печати 09.10.06.

Заказ № 455

Формат 60x84 1/16

Отпечатано на RISO GR 3770

Гознак

Уч. - изд. л. 1

Усл. печ. л. 1

Тираж 100 экз.

Издательство «Нефтегазовый университет»

Государственного образовательного учреждения высшего профессионального образования

«Тюменский государственный нефтегазовый университет»

625000, Тюмень, ул. Володарского, 38

Отдел оперативной полиграфии издательства «Нефтегазовый университет»

625039, Тюмень, ул. Киевская, 52