

ПРИМЕНЕНИЕ СРЕДСТВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ МОНИТОРИНГА И АНАЛИЗА РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ТРАНСПОРТЕ МНОГОФАЗНОЙ ПРОДУКЦИИ

КРАЙНОВА Екатерина Валерьевна

Эксперт по оптимизации добычи нефти и газа компании «Шлюмберже» (Schlumberger)

По мере изменения термобарических условий в процессе добычи и транспортировки нефти, в многофазном потоке также происходят значительные изменения, вызывающие осложнения в виде пробкового режима, образования гидратов и асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО).

Моделирование многофазного потока в симуляторах PIPESIM* и OLGA* позволяет отслеживать все изменения потока в системе, выявлять причины осложнений, подбирать оптимальные технологии для борьбы с ними, разрабатывать регламенты по соответствующим процедурам в разных условиях, осуществлять мониторинг и оптимизацию систем добычи и транспортировки нефти.

Многофазный поток представляет собой одновременный поток двух или более несмешивающихся фаз. В нефтегазовых пластах, скважинах, трубопроводах это может быть одновременный поток газа, нефти, воды и твердых частиц.

По мере изменения термобарических условий в процессе добычи и транспорта нефти фазовое состояние пластового флюида также постоянно меняется. Из однофазного состояния флюид может превращаться в двух- и трехфазный, а при достижении определенных температур и давлений в его составе может появляться твердая фаза в виде гидратов, парафинов и асфальтенов (АСПО) (рис. 1).

ВОЗМОЖНОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ МУЛЬТИФАЗНОГО ПОТОКА

Работу с многофазными потоками следует начинать с математически точного обоснования процессов,

протекающих в скважине, трубопроводах или сетях сбора на разных стадиях эксплуатации. Моделировать эти процессы, выявлять и обрабатывать проблемные места позволяют специальные стационарные и динамические симуляторы.

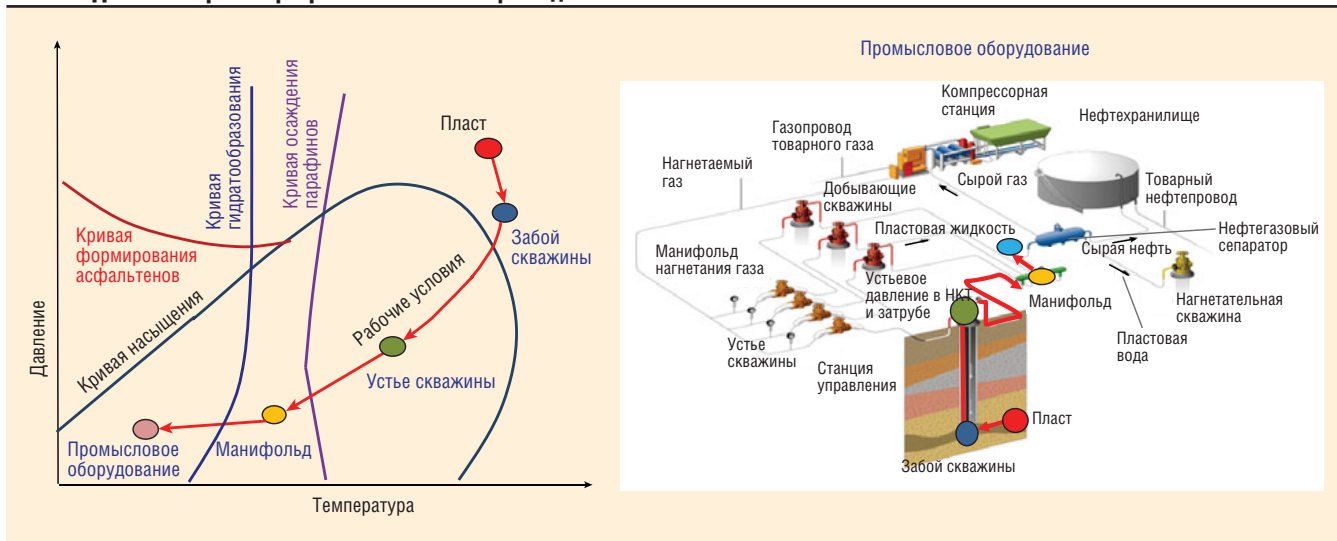
Так, если на стадии проектирования прогнозируется проблема гидратообразования, при помощи симуляторов можно определить требуемое количество ингибитора гидратообразования, например, метанола, и точку его ввода, а также подобрать необходимые технологии для борьбы с гидратами. При наличии АСПО симуляторы помогают подобрать оптимальные тепловые методы воздействия (теплоизоляция, электрообогрев, горячие промывки) и режим очистки системы от парафиновой массы в скважинах и трубопроводах, а при пробкообразовании – позволяют определить частоту и объемы поступающей жидкости и провести расчет приемного оборудования.

Также симуляторы можно использовать для разработки регламентов по процедурам борьбы с осложнениями в разных условиях, например, при возникновении нештатных и аварийных ситуаций, при остановке и запуске системы и т.д.

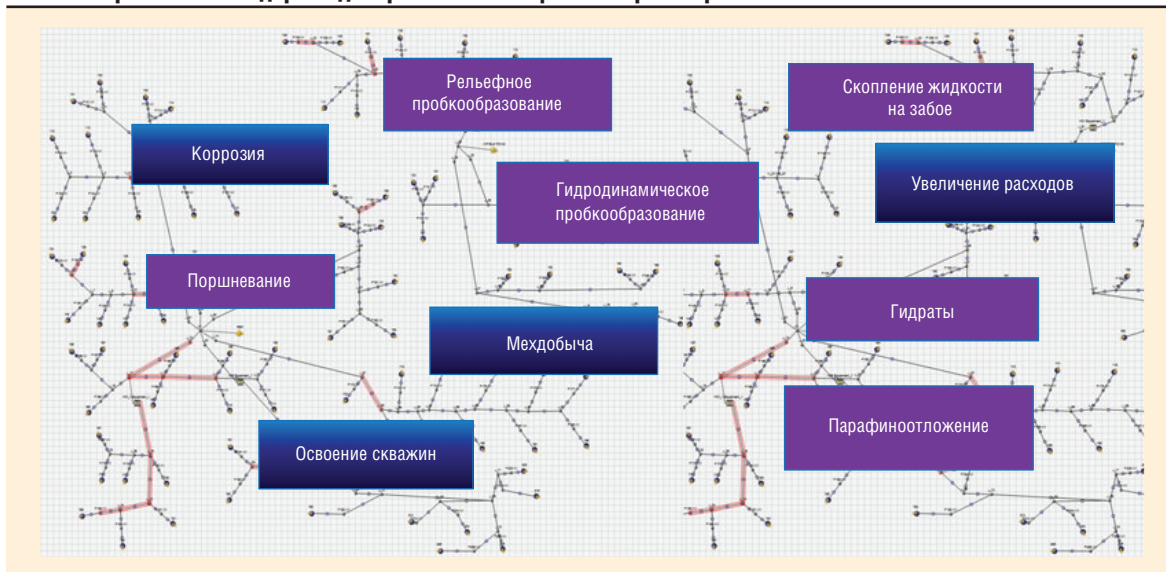
Наконец, при помощи симуляторов можно осуществлять интеллектуальный мониторинг объектов и оптимизировать систему добычи и транспортировки нефти.

Сегодня моделирование многофазного потока осуществляется при помощи программного продукта для стационарного моделирования PIPESIM и динамического симулятора OLGA (рис. 2). Они позволяют решать широкий спектр задач, включая борьбу с пробкообразованием, гидратообразованием и АСПО.

Рис. 1. Добыча и транспортировка пластового флюида



* Марка Шлюмберже

Рис. 2. Отраслевой стандарт моделирования многофазного транспорта

АНАЛИЗ ПРОБКОВЫХ РЕЖИМОВ

Тенденция к пробкообразованию у мультифазного потока обычно проявляется при значительных перепадах высот, в условиях низкого газового фактора, низкого расхода, низкого давления и при определенных эксплуатационных сценариях: рельефном, гидродинамическом и эксплуатационном.

Симуляторы позволяют определить объемы проходящей жидкости на приемном оборудовании (сепараторе, пробкоуловителе) для различных сценариев транспортировки потока. Возможность отследить изменение параметров поступающей жидкости и других факторов во времени позволяет отработать все варианты транспортировки флюида, предусмотреть внедрение оптимального технологического оборудования, а также определить и проверить разные стратегии минимизации пробкообразования в системе.

В качестве примера рассмотрим опыт подбора методов борьбы с пробкообразованием при транспорти-

ровке многофазной продукции одного из месторождений. На рассматриваемом объекте отсутствовала возможность перекачки всего объема попутного нефтяного газа (ПНГ) и нефти через мультифазный насос, поскольку высокие давления на объекте обуславливали его периодическое отключение.

Была поставлена задача выполнить теплогидравлические динамические расчеты по шести сценариям конфигурации многофазного транспорта с учетом существующей инфраструктуры (рис. 3). Для этого требовалось определить начальное давление транспортировки на ДНС месторождения №1 и ДНС месторождения №2, выполнить расчет распределения температур и оценку рисков гидратообразования, оценить распределение скоростей фаз и провести анализ пробковых режимов.

Для решения этих задач были построены PVT-модели флюидов, определены давления и распределение скоростей фаз для различных конфигураций потока (рис. 4) и выполнена оценка риска гидратообразования.

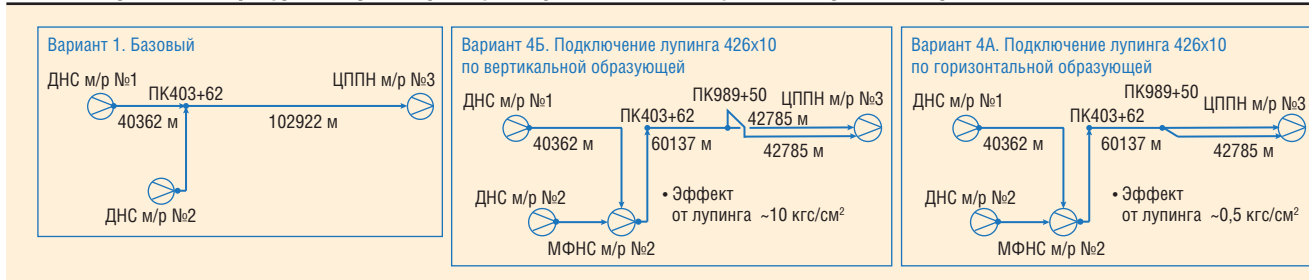
Рис. 3. Варианты конфигурации транспорта мультифазного потока в условиях пробкового режима

Рис. 4. Изменение давлений и скоростей потока на ДНС м/р №1 и ДНС м/р №2 в программном комплексе OLGA

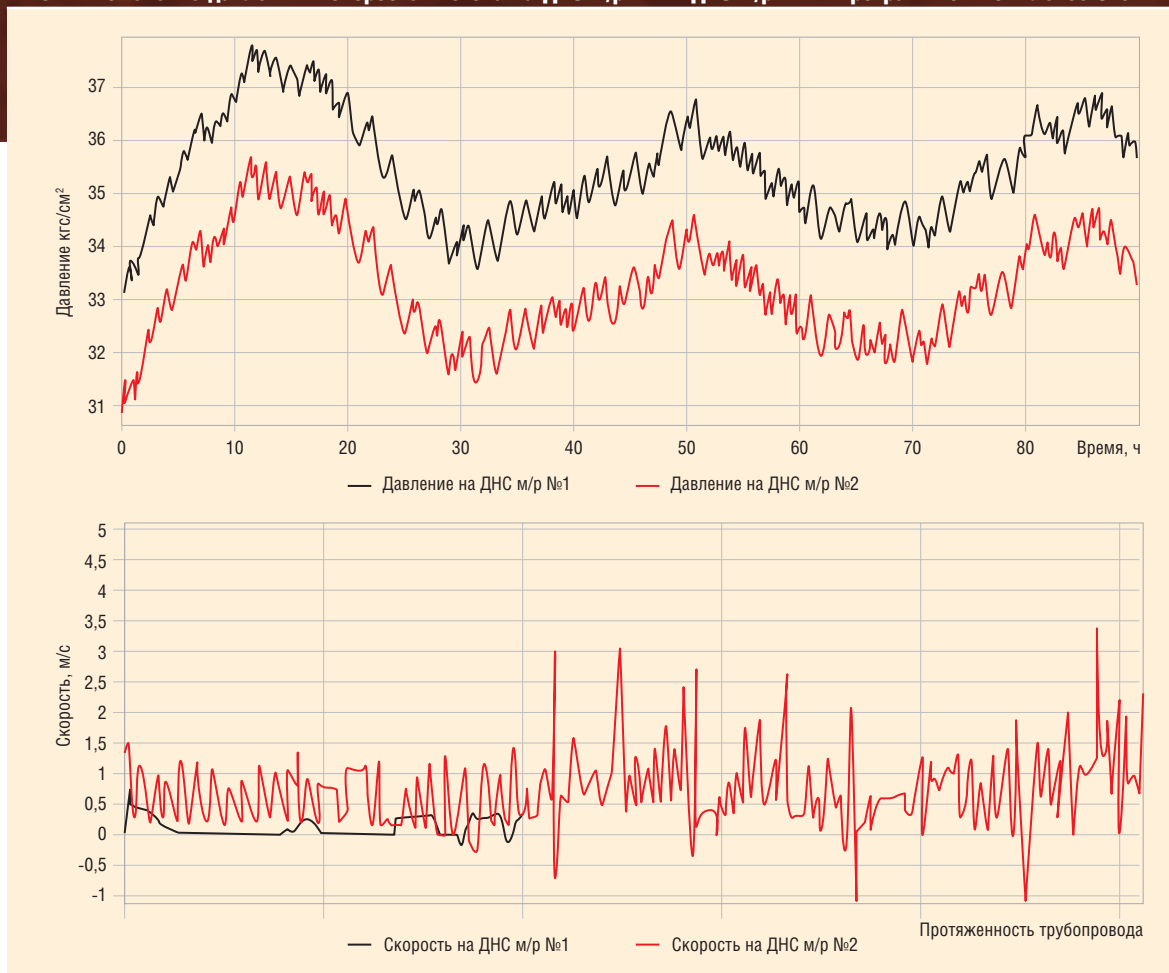
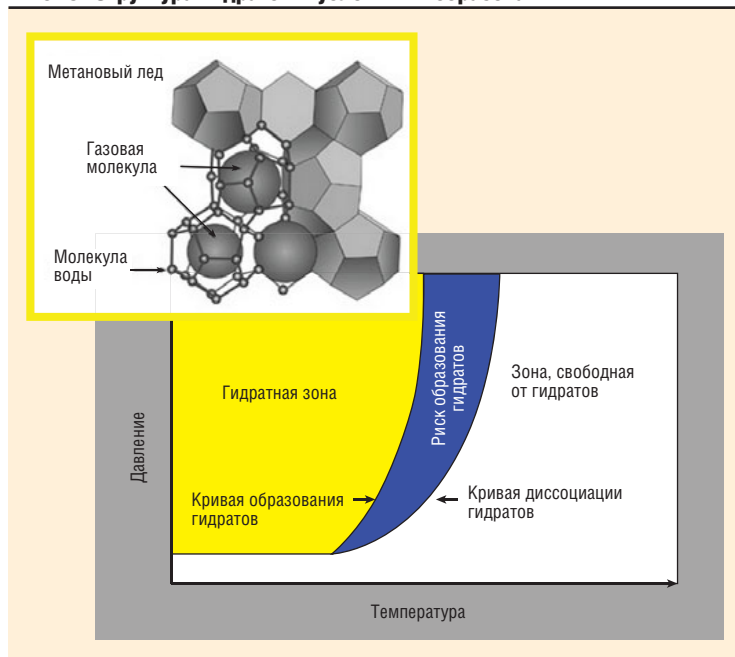


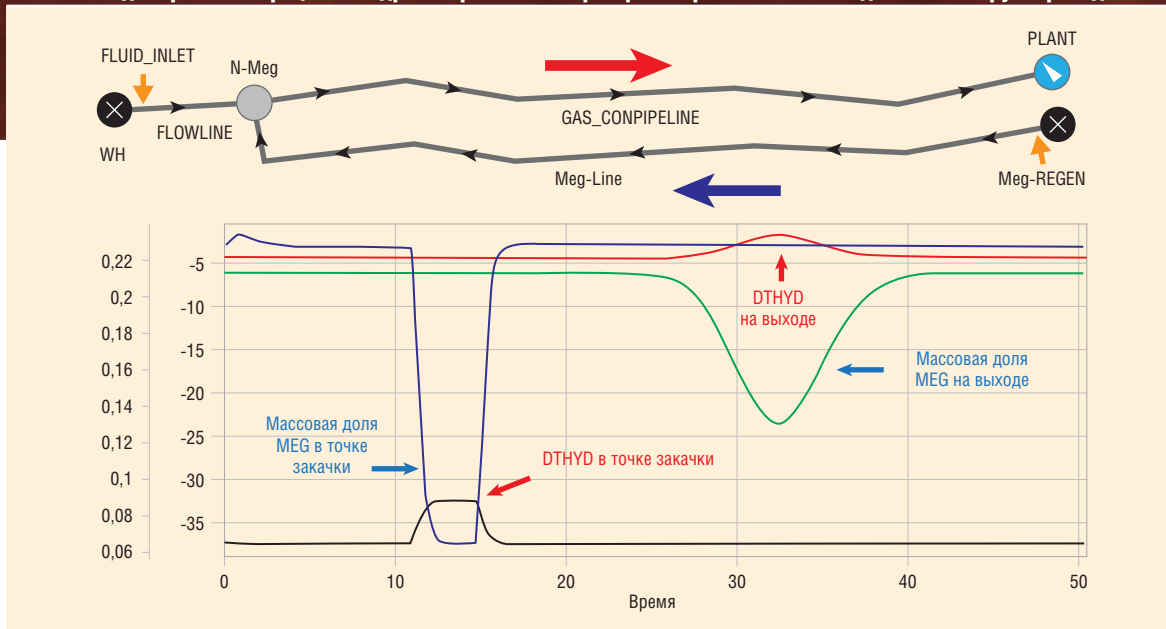
Рис. 5. Структура гидратов и условия их образования



Исходя из результатов выполненных работ была выявлена основная причина высоких давлений в данной системе – рельефное пробкообразование вследствие низких скоростей потока и низких температур. При этом было обнаружено, что вне зависимости от используемой схемы все участки системы работают в гидратном режиме в зимний период времени.

Оптимальным вариантом транспорта многофазной продукции являлись схемы с использованием дополнительного лупинга по вертикальной образующей, где за счет гравитационных сил большая часть газа уходила в лупинг, а нефть – в основную линию. При этом, согласно расчетам, в лупинге по мере изменения термобарических условий наблюдалось формирование жидкой фазы и существовали риски гидратообразования. В этой связи было рекомендовано предусмотреть установку блока дозирования метанола (БДМ) на выходе из мультифазной насосной станции (МФНС) и в начале лупинга. Также было рекомендовано выполнить дополнительные уточняющие расчеты для учета вязкости нефти и заменить насосное оборудование на более производительное с верхним пределом по выходному давлению до 60 кгс/см².

Рис. 6. Моделирование процесса гидратообразования при проектировании газоконденсатного трубопровода



КОНТРОЛЬ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ

Другая проблема мультифазного транспорта заключается в формировании твердой фазы: АСПО и гидратов. Гидраты обычно образуются на скважинном оборудовании и НКТ при наземной и подводной разработке месторождений, при работе в зоне вечномерзлых грунтов и при транспортировке газа и нефти.

По своей структуре гидраты делятся на три типа. Гидраты не формируют структуры друг с другом, при этом молекулы легких углеводородов могут стабилизировать их разные типы: первого, второго и Н-типа (рис. 5). Преобладание тех или иных типов гидратов зависит от текущего состава флюида.

Для решения проблемы гидратообразования в первую очередь необходимо определить условия их формирования при нормальной эксплуатации системы, а также безопасное время остановки. Это период времени, в который система может быть остановлена и ее охлаждение не приведет к формированию гидратов, то есть время, когда оператору не потребуется действовать, чтобы избежать образования гидратов. Также следует подобрать оптимальную по толщине и материалам теплоизоляцию для трубопровода; принять решение по ингибированию системы в процессе нормальной эксплуатации, запуска и остановки системы, определить точки ввода ингибиторов. Наконец, необходимо рассмотреть поведение системы при сбросе давления и выполнить ее поршневание, то есть определить частоту, скорость и движение скребков. Все свойства гидратов моделируются в отдельном PVT-комплексе, затем эти данные переносятся в соответствующие симуляторы.

Контроль гидратообразования обычно осуществляется с помощью удаления воды, поддержания определенной температуры посредством изоляции трубопроводов, электрообогрева, контроля давления или

ввода химреактивов, к которым относятся кинетические и термодинамические ингибиторы, реагенты, вызывающие экзотермическую реакцию и модификаторы (антиагломераторы).

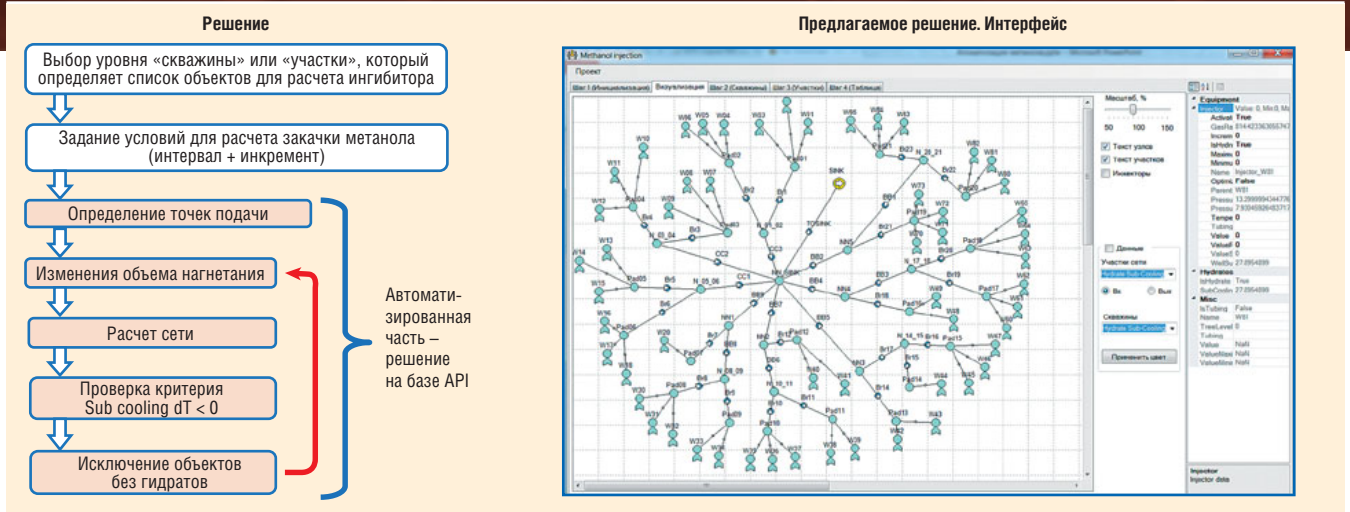
Одним из объектов, где была применена данная методика, стал газоконденсатный трубопровод, в ходе проектирования которого был выявлен риск гидратообразования и, соответственно, была поставлена задача по разработке процедур и регламентов по ингибированию системы в процессе нормальной эксплуатации в периоды запуска и останова. Также в ходе работ планировалось определить точки ввода ингибитора и вероятность гидратообразования при кратковременном уменьшении объема закачки моноэтиленгликоля (MEG) на 75%.

Результат работы данной системы в динамическом режиме значительно отличался от результатов, полученных в стационарном режиме. Так, кратковременное уменьшение объема закачки ингибитора (на 20 мин) привело к снижению массовой доли ингибитора в водной фазе, что привело к созданию условий образования гидратов (определяются по переменной DTHYD), при этом отклик системы наступил всего лишь через пять часов (рис. 6).

Следующий объект представлял собой нефтегазоконденсатное месторождение с более чем 60 скважинами, со сложной сетью сбора продукции и низкими температурами пласта. Расположение точек подачи ингибиторов здесь уже было известно, при этом требовалось произвести автоматизированный расчет объема закачки метанола в зависимости от изменения режимных параметров системы. Кроме того, требовалось найти способ минимизации трудозатрат на поиск решения для сложной сети сбора.

Данная работа была выполнена при помощи стационарного симулятора (рис. 7). Стандартная схема

Рис. 7. Автоматизация расчета объема закачки метанола



определения объема закачки метанола включает в себя выбор списка объектов и условий для расчета объема закачки (интервал и инкремент), затем определяются точки подачи, изменение объема закачки, выполняется расчет сети и проверка критериев по условиям гидратообразования (рис. 7). Расчет требуемого объема метанола производится последовательно для каждой из скважин.

Автоматизация (на базе стандартов API) данного процесса позволила в значительной степени снизить трудозатраты на поиск оптимального решения для сложной сети. Также для программы был разработан специальный интерфейс, который позволял визуализировать модели PIPESIM с отображением расчетных параметров на скважинах, узлах и ветвях. Была реализована цветовая индикация проблемных скважин и участков сети, для которых характерны значения па-

раметров, превышающих заданные предельные значения. Был проведен расчет объема закачки метанола, обеспечивающего нулевую разность между температурой флюида и температурой гидратообразования в каждой скважине и трубопроводе. В результате на экране пользователь сразу мог увидеть участки, которым присущи риски образования гидратов в зависимости от заданных условий.

БОРЬБА С ОБРАЗОВАНИЕМ АСПО

Процесс образования АСПО начинается при достижении температуры начала кристаллизации парафинов (WAT). При формировании твердой фазы (парафинов, гидратов или асфальтенов) наблюдается резкое увеличение вязкости потока и переход в неньютоновскую область, при этом вязкость также начинает оказывать влияние на скорость образования АСПО (рис. 8).

Также следует учитывать, что для отложения парафинов на стенках технологического оборудования достижение WAT является обязательным, но не определяющим фактором. Доминирующим механизмом отложения парафинов является механизм молекулярной диффузии, который описывается законом Фика. Поэтому для отложения парафинов необходим градиент температур между температурой стенки трубопровода и температурой нефтяного потока (рис. 9). Если это условие не выполняется, отложения парафинов в системе наблюдаться не будет.

Для определения теплопередачи жидкости и стенки вдоль трубопроводов можно использовать одно- или трехмерную модель. В первом случае коэффициент теплопередачи будет определяться исходя из свойств материалов и окружающей среды, во втором – будет учитываться взаимодействие расчета одномерной модели для определения теплопередачи жидкости и стенки вдоль трубопровода и двумерной модели для теплопередачи в каждой кросс-секции

Рис. 8. Изменение вязкости системы при снижении температуры при разных скоростях сдвига

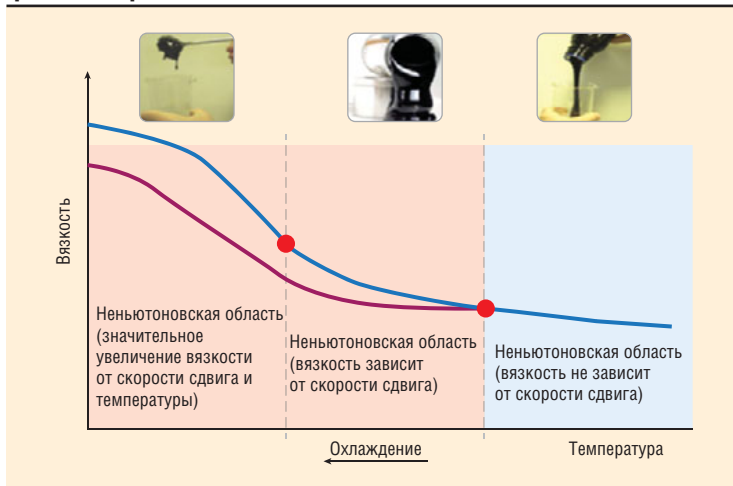
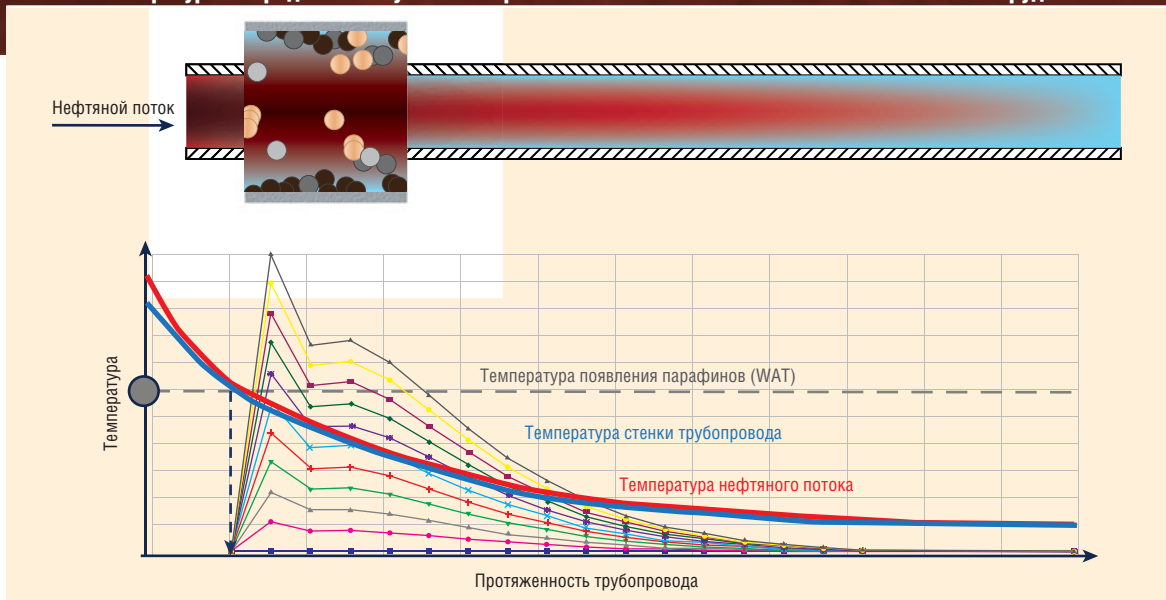


Рис. 9. Температурный градиент как условие образования АСПО на стенках технологического оборудования



вдоль трубопровода. Данная методика актуальна при работе в зоне вечномёрзлых грунтов, на участках с водными переходами, а также при моделировании параллельных трубопроводов. Также в качестве примера для ее применения можно привести объект, где нефть с двух морских платформ поступает на береговые объекты через длинный подводный трубопровод, и каждая платформа добывает нефть из своего месторождения (рис. 10).

При этом запуск в эксплуатацию магистрального трубопровода от месторождения Б к береговому соору-

жению ожидался при расходах вдвое ниже проектных, а при запуске предыдущего объекта была зафиксирована остановка промысла из-за проблем парафиноотложения.

Чтобы исключить эти проблемы при запуске нового объекта, было предложено построить PVT-модель флюидов, включая свойства парафинов и использование присадок, а также определить давления и скорости жидкости для различных сценариев, скорость и места отложения парафинов в системе и режимы поршневания (рис. 11).

Рис. 10. Пример моделирования процесса парафиноотложения

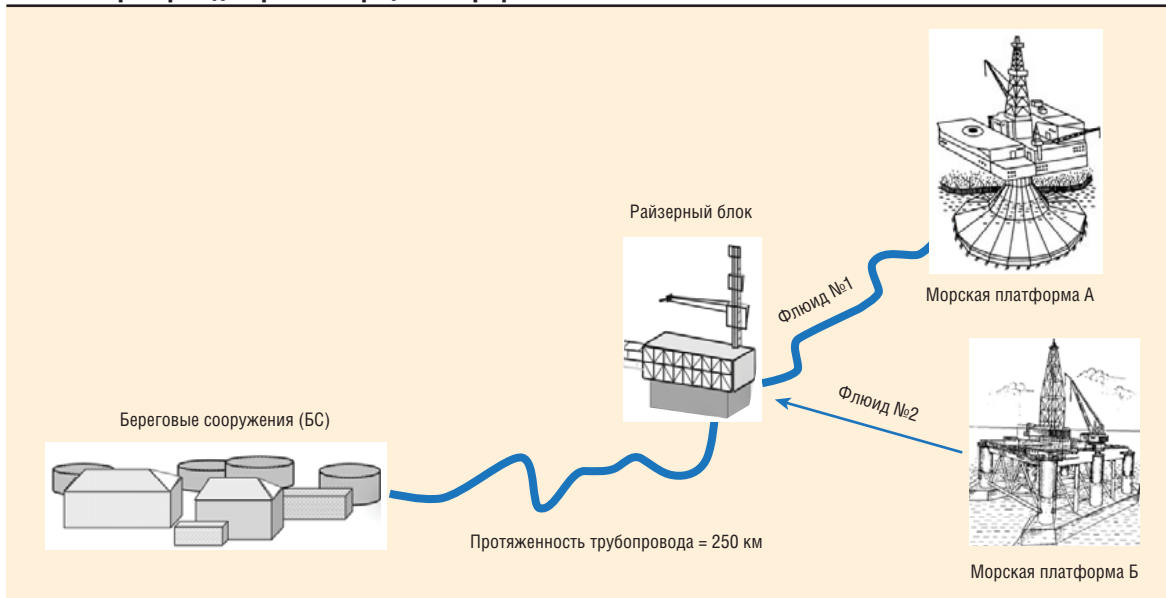
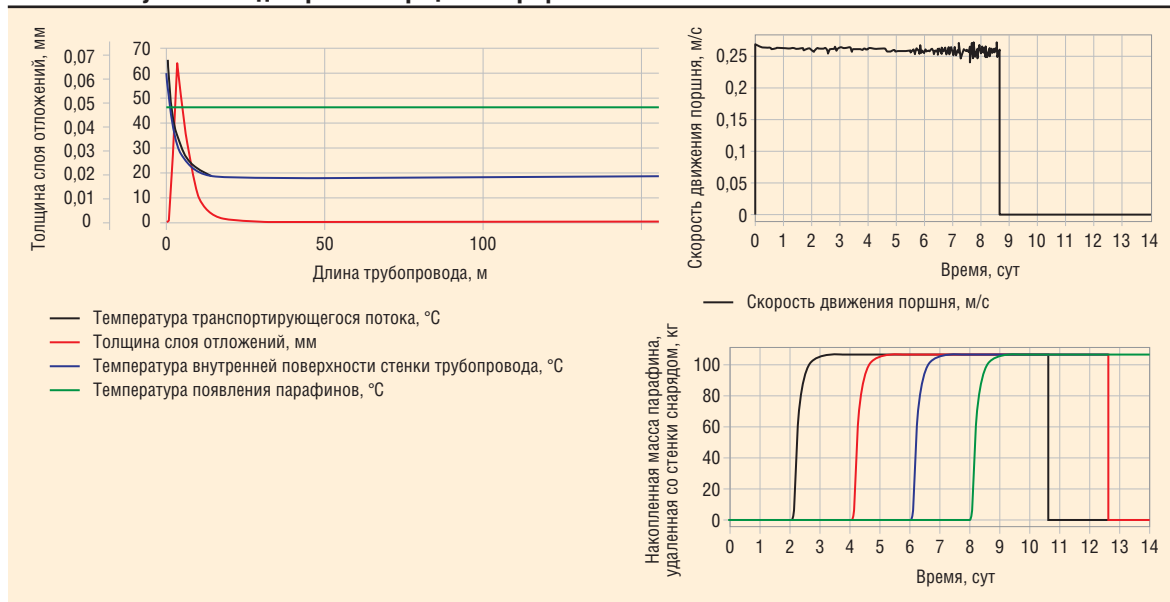


Рис. 11. Результаты моделирования процесса парафиноотложения



В результате проведенных работ фактический профиль давления вдоль трассы полностью соответствовал расчетным значениям. Запуск системы прошёл в нормальном режиме, без сбоев. Были разработаны режимы поршневого, которые привели к снижению стоимости транспортировки флюида. Фактическая скорость движения поршней соответствовала расчетным значениям с точностью более 99%.

ВОЗМОЖНОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ СИСТЕМ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА

Таким образом, моделирование установившегося многофазного потока (PIPESIM) позволяет выполнять анализ загруженности сети сбора, проектирование механизированной добычи, узловой анализ, выполнять качественную оценку риска таких осложнений, как образование гидратов, АСПО, эрозии и коррозии, пробкообразования и оптимизировать работу скважин.

Моделирование динамического многофазного потока (OLGA) позволяет учитывать такие динамические явления, как формирование пробки и пульсаций, моделировать пуски-остановы и ввод в эксплуатацию, производить расчеты освоения скважин и безопасного времени остановки системы. Также использование симулятора OLGA позволяет вести разработку регламентов пропуска скребков или поршней, проводить анализ траекторий бурения и выполнять количественную оценку риска возникновения разных видов осложнений в скважинах. ◆

ВЫДЕРЖКИ ИЗ ОБСУЖДЕНИЯ

Вопрос: Екатерина Валерьевна, можно ли использовать для моделирования многофазного потока BlackOil?

Екатерина Крайнова: Это зависит от поставленной перед вами задачи. Модель BlackOil, несмотря на ее широкое распространение в России, подходит не для всех задач. Ее можно использовать, к примеру, при моделировании пробковых режимов, гидравлических расчетах, а для моделирования парафинообразования ее применять не рекомендуется.

При этом следует помнить, что модель BlackOil имеет некоторые ограничения в ее использовании: необходимо, чтобы выпадение конденсата или выделение газа приходилось на незначительную долю запасов углеводородов, а композиционный состав оставшейся части углеводородов не сильно менялся при выделении газа или выпадении конденсата. Также модель BlackOil не применима в околоритической области. Поэтому для получения более точных результатов при моделировании пробковых режимов и парафинообразования следует использовать композиционное моделирование.

Вопрос: Какие исходные данные потребуются в случае использования модели BlackOil и композиционной модели?

Е.К.: Для модели BlackOil потребуются только данные по газовому фактору, обводненности и плотности нефти, газа и воды. Для композиционной модели есть возможность использовать практически любой набор исходных данных, это и композиционный состав, начиная от C5+ до C30 и выше, и данные по составу газовой и жидкой фазы при определенном значении газового фактора и данные по разгонке нефти. Также имеется возможность по настройке PVT-свойств флюида по лабораторным исследованиям.