

ПРИМЕНЕНИЕ МОДЕЛИ Fluids ID* ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ МНОГОФАЗНОГО РАСХОДОМЕРА ТЕХНОЛОГИИ Vx*

Н.Г. Лопатина*, А.О. Давидовский, С.А. Абрамочкин,
Компания «Шлюмберже»,
*e-mail: nlopatina@slb.com

Принцип действия многофазных расходомеров технологии Vx* основан на использовании комбинации трубки Вентури и гамма-измерителя фракций. При прохождении потока в трубке Вентури возникает перепад давления, что позволяет измерять полный массовый расход потока, а гамма-измеритель фракций предоставляет данные о соотношении фракций нефти/конденсата, газа и воды. Для измерения абсолютного и дифференциального давлений, а также температуры потока используется многопараметрический датчик с термопреобразователем сопротивления. Блок сбора и обработки данных расходомера производит расчет расхода фракций смеси – нефти/конденсата, газа и воды – на основе применения специально разработанной комплексной (гидродинамической, термодинамической и ядерной) физической модели, учитывающей особенности многофазного потока, включая присущую ему неустойчивость. Детальное описание принципа работы технологии Vx* приводится в публикациях [1, 2].

Информация о зависимости физико-химических свойств флюидов используется в качестве входного параметра в технологии Vx* непосредственно для определения массовых/объемных дебитов и конденсатогазового фактора (КГФ). Ключевыми свойствами являются плотность газа сепарации и неустойчивого конденсата в линейных условиях и коэффициенты пересчета на стандартные условия. Поскольку содержание газовой фракции в потоке при рабочих условиях (GVF) для газоконденсатной скважины варьирует в пределах 90–99,5%, ошибка в измерении плотности газа и коэффициентов массового затухания для газовой фазы в пределах одного процента приводит к существенной ошибке в расчете дебита жидкости – от 5% и более.

При исследовании скважин с помощью многофазного расходомера используют два метода задания физико-химических свойств флюидов:

1. Корреляционная модель «черной нефти» (BOM – Black Oil Model), поставляемая как стандартный метод с каждым расходомером. Входными данными являются плотность газа и конденсата в атмосферных условиях, вязкость конденсата в атмосферных условиях, состав газа. Данная модель может применяться на нефтяных скважинах или на газоконденсатных скважинах с рабочим давлением до ~ 50 бар.
2. Модель Vx Fluids ID*, применяемая на газоконденсатных скважинах с GVF более 90% и высоким рабочим давлением. Модель основана на композиционном составе извлекаемого газа и связана с моделированием на основе настроенного уравнения состояния. В процессе построения модели учитываются результаты лабораторных исследований отобранных проб для наиболее точного соответствия модели рабочим условиям расходомера Vx*.

Опыт работы с газоконденсатными средами показал, что корректное измерение дебитов с помощью технологии Vx* на широком диапазоне рабочих режимов, например при проведении газодинамических исследований, возможно только при использовании индивидуальной модели флюида, которую следует подгружать в программное обеспечение (ПО) многофазного расходомера. Создание индивидуальной модели Vx Fluids ID* для конкретной исследуемой скважины основывается на данных лабораторных исследований комплектов проб, отобранных на этой скважине в ходе газоконденсатных исследований (ГКИ) с помощью устройства PhaseSampler*. В случае одновременно-совместной добычи из двух или более продуктивных горизонтов модель Vx Fluids ID* может быть смешанной. Модель создается инженером лаборатории в виде уникального конфигурационного файла в специальном модуле программного обеспечения PVTPro* и содержит таблицы с соответствующими множествами полиномиальных коэффициентов и показателей, полученных из настроенного уравнения состояния. В этих таблицах содержатся значения свойств нестабильного конденсата, газа сепарации и воды при различных давлениях, температурах и водо-жидкостном факторе, тогда как серии полиномиальных коэффициентов и показателей используются для алгебраического расчета этих значений. Созданный файл загружается в программное обеспечение Vx*, и, таким образом, обеспечивается высокая точность расчетов дебитов скважины при их переводе в стандартные условия.

Основой газоконденсатных исследований в целом и качественных замеров дебитов с применением технологии Vx^* в частности являются отбор и анализ проб нестабильного конденсата и газа сепарации. Важным техническим решением является отбор проб под давлением из линии многофазного расходомера благодаря интеграции в установку инновационного пробоотборного устройства PhaseSampler. Данное устройство позволяет отбирать монофазные пробы конденсата, газа и воды под давлением без нарушения условия фазового равновесия напрямую из линии расходомера, аналогично процедуре отбора проб с сепаратора. Отличие заключается лишь в том, что отбор проб жидкости и газа в многофазном расходомере, находящихся в равновесном состоянии, проводится из одной точки при одних и тех же давлении и температуре, а сепарация флюида осуществляется в специальной камере. Подробное описание принципа работы PhaseSampler* содержится в публикации [3]. Оборудованное тремя пробоотборными зондами, расположенными с учетом вертикального распределения доминирующих фаз в сечении линии, устройство обеспечивает захват предпочтительной фазы из многофазного потока. В процессе наполнения пробоотборной камеры по каналу распределительного манифольда ведется мониторинг распределения фаз с помощью оптического детектора. Гидравлический поршень внутри пробоотборной камеры производит вытеснение нежелательной фазы. Цикл наполнения пробоотборной камеры может повторяться до тех пор, пока не будет получен необходимый объем пробы. Отбор проб осуществляется при сохранении термодинамического равновесия. После успешного отбора пробоотборная камера изолируется от общего потока. Затем для определения свойств флюида порция отобранной пробы переводится в аппарат однократного разгазирования. В зависимости от требований и целей дальнейших исследований пробы могут быть переведены в поршневые емкости высокого давления (CSB) для хранения и транспортировки в лабораторию по исследованию пластовых флюидов [4].

При проведении газоконденсатных исследований особое внимание уделяется соблюдению условия стабильности работы скважины. При создании модели физико-химических свойств флюида, в дальнейшем используемой в расчетной модели расходомера Vx^* , крайне важно, чтобы пробы отбирались на стабильном режиме, когда свойства нестабильного конденсата и газа сепарации практически не изменяются.

Например, из опыта эксплуатации ачимовских отложений известно, что выход на стабильный режим работы скважины занимает длительное время (до нескольких суток). На рис. 1 представлены результаты моделирования изменения параметра плотности газа сепарации при устьевых условиях. Переключение рабочих режимов скважины вызывает мгновенные отклонения плотности газа от среднего установившегося значения (на графике эти отклонения представлены пиками). Отбор пробы газа сепарации в моменты «пиковых» отклонений может приводить к ошибке в характеристике его свойств в расчетной модели Vx* из-за несоответствия условиям установившегося режима скважины. В связи с этим отбор комплектов проб под давлением рекомендуется производить минимум через 4÷7 дней после начала притока на заданном режиме.

Ниже приведены критерии оценки стабилизации режима:

- отклонение среднего значения общего массового расхода за последний час не более 2÷3% от среднего за последние сутки;
- отклонение среднего значения КГФ за последний час не более 2÷3% от среднего за последние сутки;
- изменение рабочего давления расходомера не более 2÷3 бар за последний час;
- изменение температуры в линии расходомера не более 2÷3 °С за последний час.

Графический пример стабилизации скважины на режиме показан на рис. 2.

Таким образом, успешность замера дебитов и КГФ в значительной степени зависит от следующих факторов:

- стабильность режима эксплуатации, при котором выполняются замер и отбор комплектов проб под давлением;
- наличие представительного набора комплектов проб;
- результаты лабораторных исследований и корректная модель флюида Vx Fluids ID*, настроенная для конкретной скважины.

Методика проведения измерения дебитов газоконденсатных скважин многофазными расходомерами технологии Vx* включает в себя четыре основных этапа:

- 1) промысловые газодинамические и газоконденсатные исследования;

- 2) лабораторные исследования проб нестабильного конденсата, газа сепарации и воды, отобранных под давлением;
- 3) создание индивидуальной модели свойств флюидов Fluids ID*;
- 4) отчетность данных.

На этапе промысловых работ проводятся монтаж и подготовка многофазного расходомера Vx^* к проведению замера на конкретной газоконденсатной скважине, включающая замеры поглощения гамма-квантов в пустой трубе и в трубе, заполненной пробами конденсата и воды. На основе полученных данных строится так называемый “треугольник решений” конденсат – вода – газ, необходимый в дальнейшем для разделения общего дебита скважины по фазам. Далее поток из скважины перепускается через многофазный расходомер для проведения непосредственно измерения дебитов на одном или нескольких режимах. В ходе первичного мониторинга регистрируемых данных контролируется выход на стабильный режим, который является обязательным условием для отбора проб и успешного проведения ГКИ. По достижении стабилизации выполняется отбор комплекта проб нестабильного конденсата и газа сепарации под давлением с помощью многофазного пробоотборника PhaseSampler*. Для обеспечения гарантии получения представительных проб, а также проверки повторяемости результатов лабораторных исследований рекомендуется выполнять отбор нескольких комплектов на каждом стабилизированном режиме отработки.

Следующим этапом лабораторных исследований является контроль качества каждого доставленного комплекта проб с последующим проведением комплексных исследований по определению их физико-химических свойств. Контроль качества включает в себя такие процедуры, как проверка давления открытия пробоотборников, восстановление проб при рабочих (линейных) условиях и проверка величины давления насыщения нестабильного конденсата. Пробы, не прошедшие контроль качества, отбраковываются и в дальнейших исследованиях не участвуют.

Выполнение корректным образом восстановления проб в лаборатории является одним из важнейших аспектов исследований. Необходимо привести отобранные образцы к условиям отбора и гарантированно достигнуть монофазности каждого из них. Для этого используется система восстановления проб, позволяющая непрерывно контролировать заданные давле-

ние и температуру, а также автоматически перемешивать образцы, находящиеся под давлением.

Для построения модели Vx Fluids ID* требуется проведение следующих лабораторных исследований представительных проб:

1. *Определение свойств нестабильного конденсата*

- Измерение плотности нестабильного конденсата в рабочих (линейных) условиях с помощью плотномера высокого давления, ρ_0 ;
- Измерение вязкости нестабильного конденсата в рабочих (линейных) условиях с помощью вискозиметра высокого давления, μ_0 ;
- Проведение стандартной сепарации с определением:
 - объемного коэффициента, b_0 ;
 - газового фактора, R_{st} ;
 - плотности стабильного конденсата при стандартных условиях, ρ_{20} ;
 - вязкости стабильного конденсата, μ_{20} ;
 - компонентного состава нестабильного конденсата с помощью газовой хроматографии.

2. *Определение свойств газа сепарации*

- Измерение плотности газа сепарации в рабочих (линейных) условиях с помощью плотномера высокого давления, ρ_0 ;
- Проведение стандартной сепарации с определением:
 - объемного коэффициента расширения, b_g ;
 - доли жидкой фазы, выпавшей из газа сепарации при стандартных условиях, r_{gmp} ;
 - относительной плотности газа, ρ_g , включая r_{gmp} ;
 - коэффициента сверхсжимаемости газа, z ;
 - компонентного состава газа сепарации, включая r_{gmp} .

3. *Определение свойств воды в стандартных условиях*

- Измерение плотности, ρ_w ;
- Измерение вязкости, μ_w .

Измерение свойств должно проводиться с максимальной точностью. С этой целью все измерительные средства, такие как датчики давления и температуры, плотномеры высокого давления, вискозиметр высокого давления, аппарат для измерения газового фактора и газовые хроматографы, должны регулярно проходить калибровку, и подтверждение калибровок должно проводиться перед каждым измерением. Получение и измерение состава жидкой фазы, конденсирующейся из газа сепарации при стандартных условиях, также является нетривиальной задачей, решить которую под силу не каждой лаборатории.

На основании результатов проведенных экспериментов свойства газа сепарации и нестабильного конденсата (газовый фактор, компонентный состав, плотность и вязкость, объемные коэффициенты) применяются для корректировки результатов измерения дебитов скважины и получения уточненных данных по КГФ и газовому фактору. Полученный таким образом газовый фактор используется в дальнейшем для расчета компонентного состава извлекаемого газа, включая неуглеводородные и углеродные компоненты с числом атома углерода до C36+, и потенциала C5+ в г/м³ в извлекаемом газе, а также в «сухом» газе [6].

Данные о составе извлекаемого газа используются при создании модели Vx Fluids ID* с помощью специально спроектированного модуля программного обеспечения PVTPro*, разработанного в компании «Шлюмберже». Для создания модели применяется кубическое уравнение состояния Пенга – Робинсона (Peng – Robinson, 1978) и, преимущественно, правило смешивания Ван-дер-Ваальса с температурно-независимым параметром межмолекулярного взаимодействия K_{ij} . Подбираются настроечные параметры уравнения состояния: дистрибутивная функция и функция корреляции критических параметров P_c , T_c и ацентрического фактора, лампинг-метод [7].

Уравнение состояния настраивается на известные свойства пластового газа: давление начала конденсации при пластовой температуре, плотность, вязкость и другие термодинамические свойства. Для настройки также применяются измеренные в лаборатории свойства воды и стабильного конденсата, а также свойства газа сепарации и нестабильного конденсата. На рис. 3 представлена фазовая диаграмма пластового газа, полученная по настроенному уравнению состояния, с указанием рабочих параметров расходомера и границ модели.

На базе настроенного уравнения состояния в модуле Vx Fluids ID* генерируется матрица полиномиальных коэффициентов в заданных границах, описывающая зависимости

распределения свойств для каждой из фаз многофазного потока на устье скважины [8]. На рис. 4 представлена плоскость распределения объемного фактора газа в зависимости от устьевых термобарических условий – давления и температуры.

В случае, когда газоконденсатные исследования проводятся на нескольких режимах и при этом каждый режим включает в себя отбор нескольких комплектов проб нестабильного конденсата и газа сепарации под давлением, актуальной задачей становится выбор одной унифицированной модели свойств флюида Vx Fluids ID*, которая бы обеспечивала корректный расчет дебитов на всех режимах. Помимо этого, в ходе промышленной добычи газоконденсатной продукции происходит «обеднение» конденсата в пластовом газе, в связи с чем существующую модель физико-химических свойств необходимо обновлять для каждой конкретной скважины. Процедура выбора унифицированной модели Vx Fluids ID*, ее проверки и верификации по мере истощения залежи заключается в контроле и сверке значений параметров КГФ и газе, получаемых с применением каждой из созданных для данной скважины моделей Vx Fluids ID*, данными исследования глубинных или рекомбинированных устьевых проб, если таковые имеются. Блок-схема формирования унифицированной модели Fluids ID* представлена на рис. 5.

Заключение

Применение индивидуальных моделей свойств флюидов Vx Fluids ID* представляет собой абсолютно новый подход к проведению качественных ГКИ с помощью многофазной замерной технологии. Ее внедрение позволило технологии Vx* успешно конкурировать с традиционными методами исследований, в частности на газоконденсатных скважинах ачимовских отложений в Западной Сибири.

ЛИТЕРАТУРА

1. Основы многофазных измерений / Комп. Шлюмберже. – Хьюстон, 2012. – 156 с.
2. Эволюция измерений многофазных потоков и их влияние на управление эксплуатацией / Э. Тоски и др. // Нефтегазовое обозрение. – 2003. – Весна. – С. 68–77.

3. Новая технология замера многофазного потока при испытаниях скважин / Б. Тювени и др. // Технологии ТЭК. – 2006. – Вып. 3. – С. 2–7.
4. PhaseSampler – система для отбора и *PVT*-анализа многофазных проб /Комп. Шлюмберже. 09-TS-0080 – 2009.
5. Отбор проб с многофазного расходомера в Северной Сибири – опыт применения на конденсатных месторождениях и анализ чувствительности / В. Афанасьев и др. // SPE 115622, 2011.
6. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева, 1980.
7. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
8. Walsh M.P., Towler B.F. Method computes *PVT*-properties for gas condensate // Oil&Gas J. – 1995. – July, 31.

ПРИЛОЖЕНИЕ

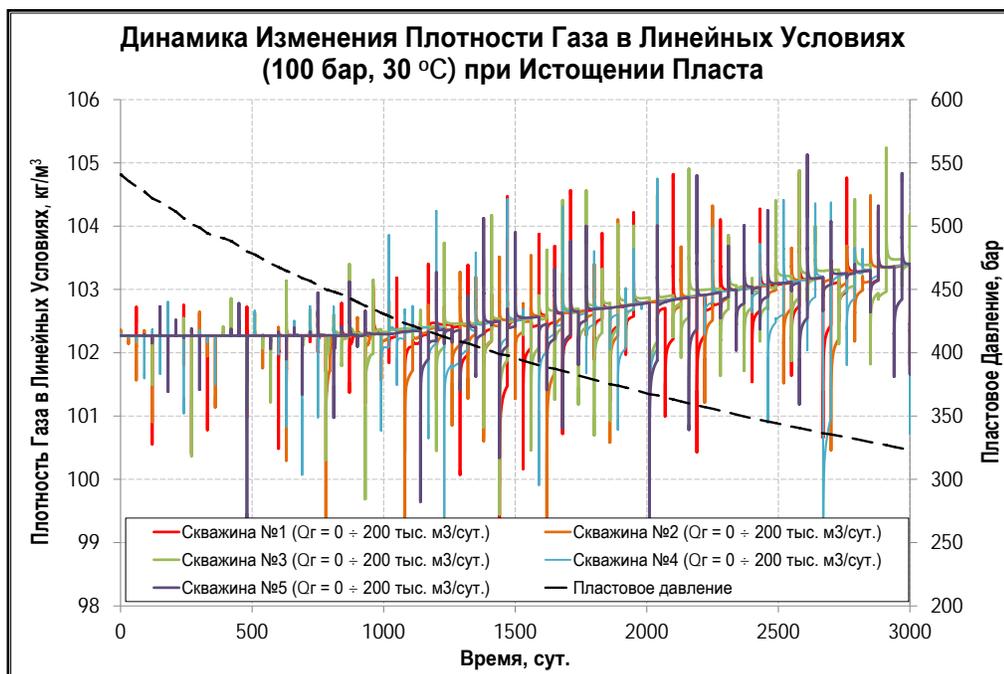


Рис. 1. Динамика изменения плотности газа в линейных условиях при истощении пласта

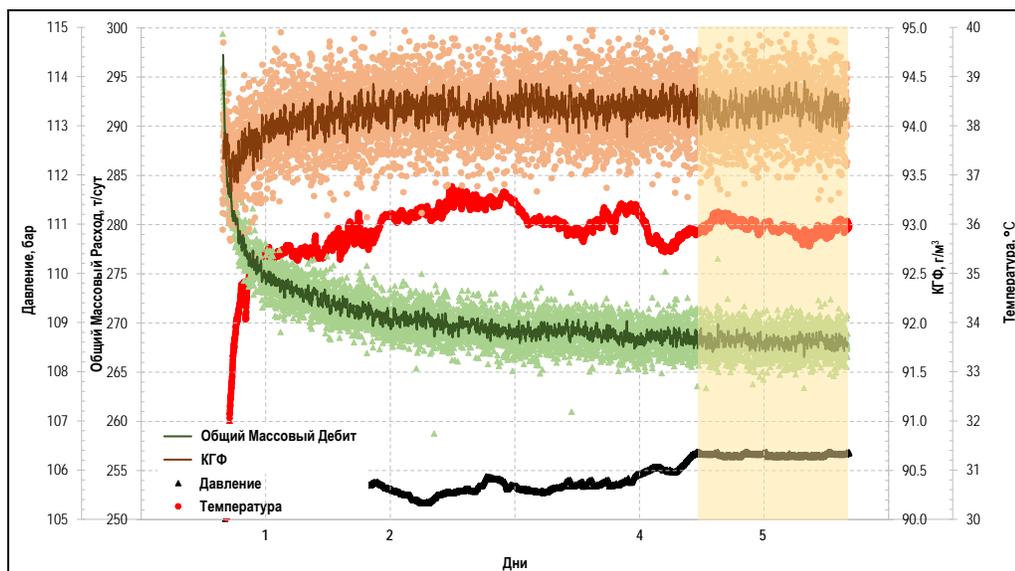


Рис. 2. Динамика отработки скважины на режиме с выделением участка стабилизации

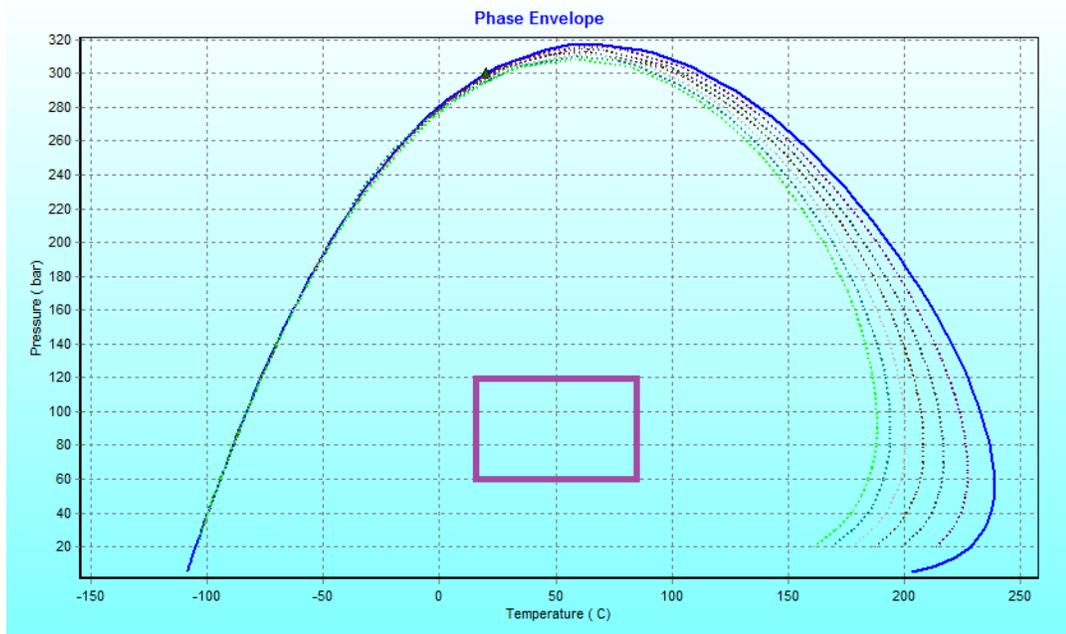


Рис. 3. Фазовая диаграмма пластового газа с указанием области применения модели Vx Fluids ID*, полученная по настроенному уравнению состояния

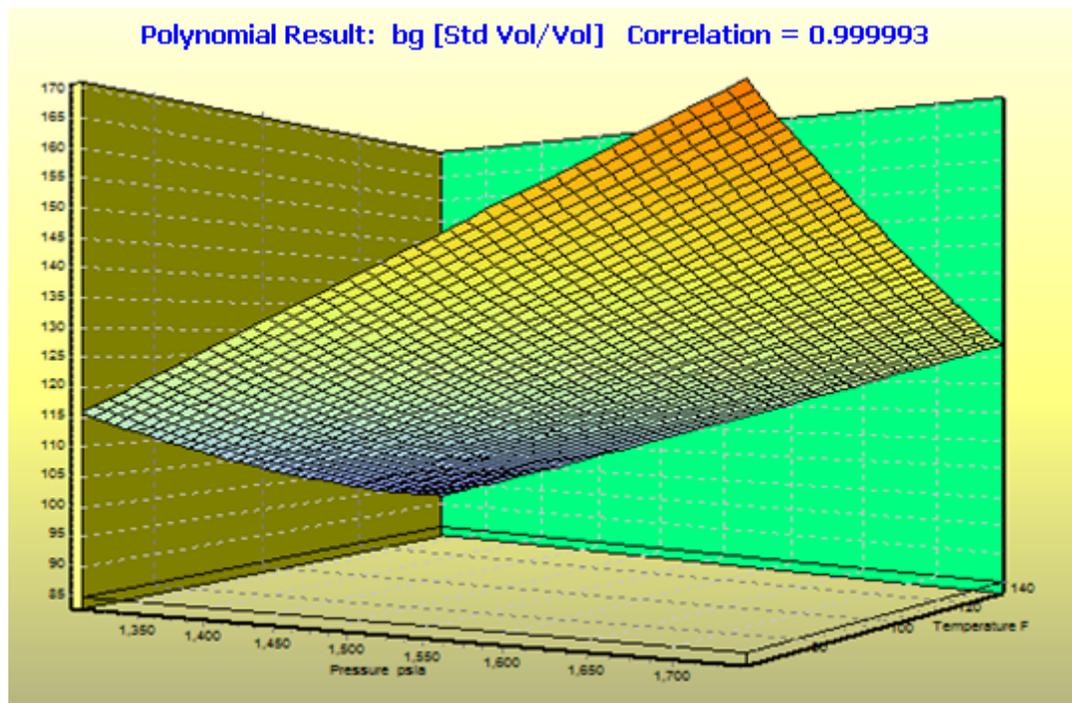
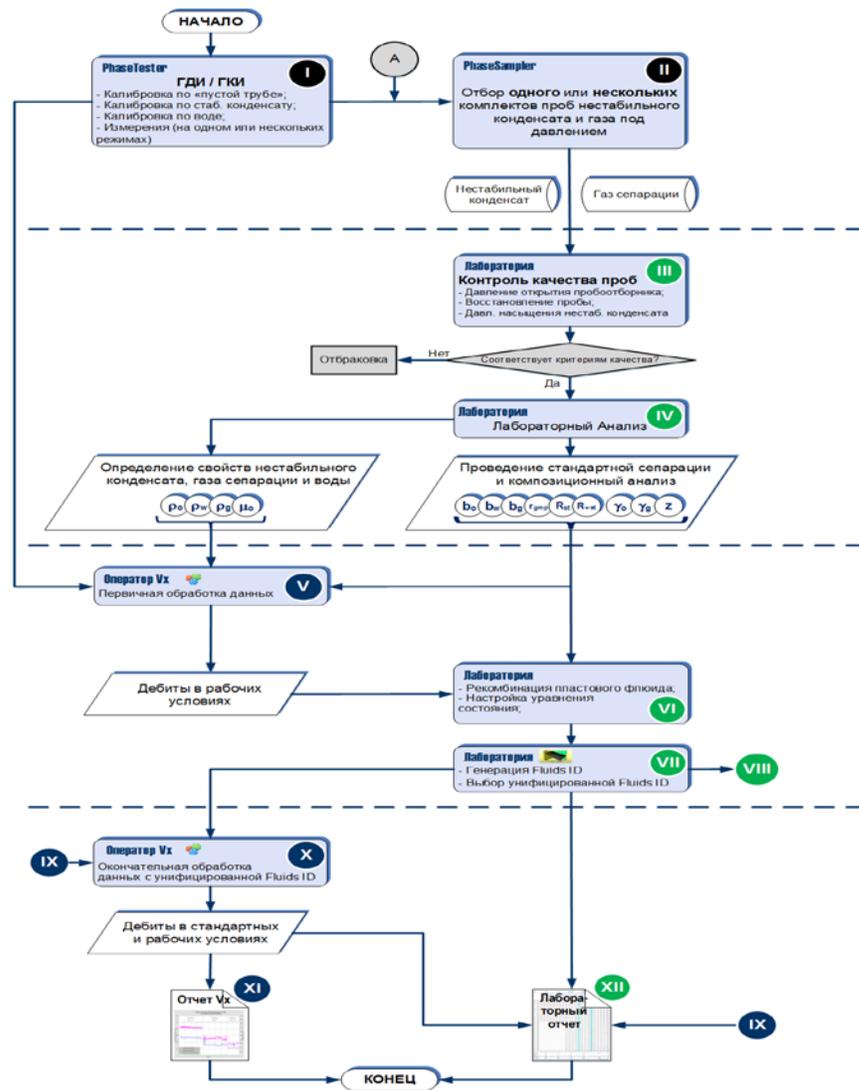


Рис. 4. Плоскость распределения объемного фактора газа в зависимости от устьевых параметров



КРИТЕРИИ ВЫБОРА УНИФИЦИРОВАННОЙ МОДЕЛИ Fluids ID*

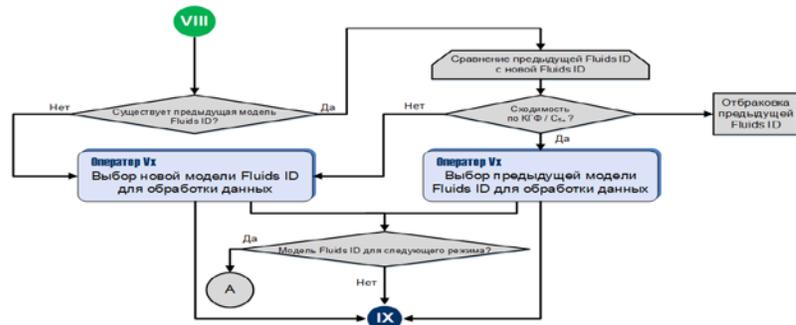


Рис. 5. Схема формирования и выбора унифицированной модели Vx Fluids ID*