

Алгоритм подготовки PVT свойств газоконденсатной смеси при композиционном моделировании разработки ачимовских отложений

А.Н. Нестеренко

кандидат технических наук, заместитель генерального директора по научным и проектным работам в области разработки и эксплуатации газоконденсатных и нефтяных месторождений¹
Nesterenko@tngg.ru

И.Ю. Юшков

заведующий отделом разработки ачимовских залежей¹
YushkovIY@tngg.ru

Д.Г. Фатеев

заведующий лабораторией анализа разработки ачимовских залежей¹
fateev@tngg.ru

¹ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

В статье, на примере газоконденсатных смесей, насыщающих ачимовские отложения Уренгойского НГКМ, приведены причины, влияющие на точность создаваемых флюидальных моделей. Приведена рекомендуемая методика выбора последовательности адаптационно-корректирующих и вычислительных процедур, которые позволяют, используя исходную информацию получать адекватные модели газоконденсатных смесей. Полученная модель пластового газа использована при создании композиционной гидродинамической модели разработки лицензионного участка Уренгойского НГКМ.

Ключевые слова

PVT свойства модели пластового газа, фазовое поведение, композиционное моделирование

Залежи углеводородного сырья в ачимовской толще Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) по своим масштабам и качеству представляют важнейший резерв топливно-энергетического комплекса России.

Однако, сложность и специфичность геологического строения, недостаточная изученность основных закономерностей изменения фильтрационно-емкостных свойств, неоднородность оценок фазового состояния природных углеводородных систем, аномально высокопластовое давление создают существенные трудности при создании геологической и гидродинамической моделей залежей.

Сведения о составе, физико-химических и термодинамических свойствах пластового флюида являются важным звеном в структуре исходной информации, необходимой для создания и дальнейшего использования геолого-технологической документации различных уровней (подсчет запасов, технологические схемы разработки месторождений и т.п.).

Источником информации о свойствах пластовых флюидов являются специальные промысловые и лабораторные исследования, которые позволяют получить разнообразные сведения о характеристиках газа, конденсата, воды. Однако при этом необходимо понимать, что данным исследованиям присущ фактор неопределенности, обусловленный различными неточностями и ошибками при проведении замеров, которые в свою очередь приводят к существенным искажениям и даже неверным представлениям в оценках фазового состояния и свойств компонентов флюида при создании модели газожидкостной смеси.

Ниже представлены основные источники неопределенности исходной информации:

- несоблюдение при промысловых исследованиях рекомендаций, изложенных в действующей Инструкции[1];
- отсутствие замера забойных параметров в процессе исследований;
- образование гидратов и парафинов в процессе исследовательских работ;
- ошибки и неточности при определении состава и физико-химических свойств пластового газа и продукции;
- нарушение условий отбора проб продукции, транспортировки и сроков хранения контейнеров с пробами;
- принципиальные расхождения методического характера, зависящие от исполнителя;

- отсутствие единой формы предоставления исходной информации.

Следовательно, при производстве расчетов в схеме вычислений в обязательном порядке должна присутствовать процедура учета неопределенности используемой информации.

Важной особенностью изучаемого объекта является то, что условия его природного существования находятся в области аномально высоких давлений (60 МПа) и температур порядка 100–120°C (рис. 1). Очевидно, что в связи с этим необходима модернизация имеющихся методов вычислений с учетом конкретной горно-геологической специфики.

При создании модели пластового флюида основной задачей является адекватное описание изменения фазового поведения реальной смеси, происходящие в пласте, скважине и наземном оборудовании для последующей корректной оценки эффективности разработки и обустройства месторождения.

Установлено, что несмотря на возрастающее число теоретических методов описания фазового поведения газоконденсатных систем, далеко не в каждом случае обеспечивается достаточное соответствие реально происходящим промысловым процессам.

В частности для газоконденсатной смеси ачимовских залежей в ходе анализа были определены основные сложности, которые препятствуют использованию при моделировании стандартных подходов:

- широкий углеводородный состав, присутствие неуглеводородных соединений CO₂, N₂, He;
- значительные изменения состава и свойств пластового газа по глубине и объему залежи;
- неопределенность исходной информации;
- отсутствие универсального правила смешения;
- пластовые условия существования залегающего флюида намного превышают допустимые интервалы применимости кубических уравнений состояния (до 30 МПа).

Таким образом, для создания модели газоконденсатной системы ачимовских отложений в рамках композиционного моделирования разработки Уренгойского НГКМ при условии неопределенности исходной информации и АВПД были применены новые подходы, сочетающие оптимальный объем лабораторных и промысловых исследований и расчетные планы, основанные на закономерностях состава и свойств газоконденсатных систем, выявленных в процессе анализа экспериментальных данных.

Свойство фракции:	Корреляция для расчета свойства
Температура кипения	Winn-Sim-Daubert
Критический объем	Hall-Yarborough
Ацентрический фактор	Pedersen et al. (2002)
Критическое давление	Willman-Teja
Критическая температура	Riazi-Daubert

Таб. 1 — Рекомендуемый перечень корреляций для расчета критических свойств фракций

В ходе выполненной работы по созданию моделей газоконденсатных систем и проведенного анализа был разработан алгоритм для получения адекватной модели пластовой газоконденсатной системы и его общий вид рекомендован для применения при проектировании разработки залежей, гидродинамических расчетов и т.п. (рис. 2). На основе полученного алгоритма по ключевым пунктам были подготовлены расчетные модули, которые объединены в единый программный комплекс по подготовке модели газоконденсатной системы.

Проверка исходной информации и ее отбраковка заключается в следующем:

1. Общепринято, что для получения достоверных данных о составе и свойствах углеводородной смеси, необходимым условием является проведение газоконденсатных исследований и отбор проб с депрессией, не превышающей 10–20% от уровня пластового давления. При этом скорость восходящего потока исследуемой смеси на входе в насосно-компрессорные трубы должна составлять не менее 2,5–4 м/с [1].
2. Для проверки на представительность полученных результатов и оценки согласованности отобранных из сепаратора проб необходимо проверять условия термодинамического равновесия газовой и жидкой фаз. Проверка на качество заключается в графическом сопоставлении фактических и теоретических констант равновесия по методу Хоффмана [2].
3. Характеристики группы углеводородов C_{5+} наиболее точно оцениваются при разбиении ее на узкие температурные фракции с фиксацией свойств каждой из них. При этом общее значение молекулярного веса и плотности фракций должно соответствовать значению молекулярного веса и плотности всей группы C_{5+} . Кроме этого, любое явное отличие зависимости выхода фракций от их молекулярного веса от вида нормального распределения говорит о неточностях в проведении разгонки по истинным температурам кипения (ИТК).
4. Несомненно, что также требует проверки величина конденсатогазового фактора, определенная в ходе промышленных исследований. Необходимо проведение корректировки данной величины на результаты лабораторного определения истинных свойств газа сепарации и нестабильного конденсата.
5. На стадии проверки качества исходной информации о фазовом поведении газоконденсатной системы требуется проводить анализ результатов термодинамических исследований.

Ключевые пункты корректировки и адаптации исходной информации, согласно предлагаемому алгоритму, заключаются в нижеследующем:

1. Корректировка лабораторных данных, на основе принципов парожидкостного равновесия фаз при конкретных термобарических условиях и имеющихся фактических составах газа сепарации и нестабильного конденсата, а также теоретических значений констант равновесия. На основе полученной методики можно произвести перерасчет состава добываемого пластового газа.
2. Корректировка исходных параметров, полученных при разгонке по ИТК, которая производится с помощью специальных

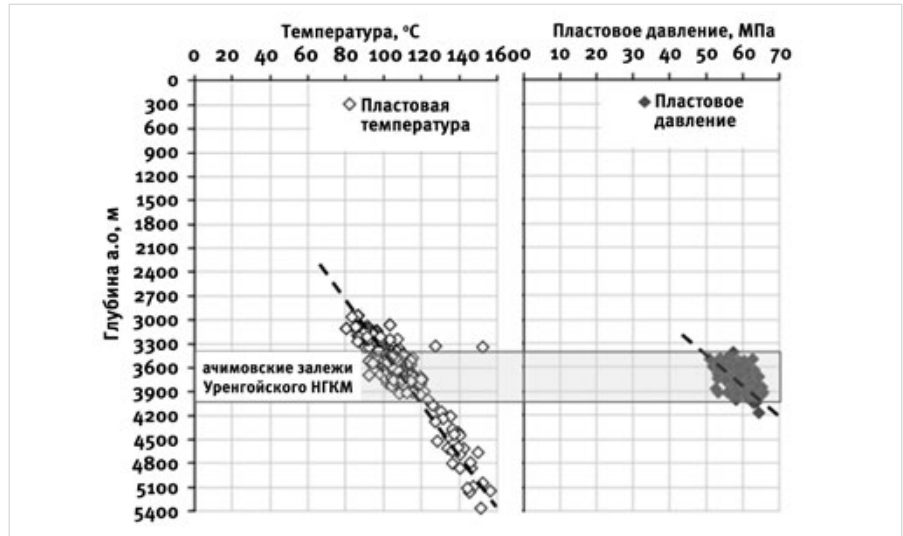


Рис. 1 — Термобарические условия залегания ачимовских отложений

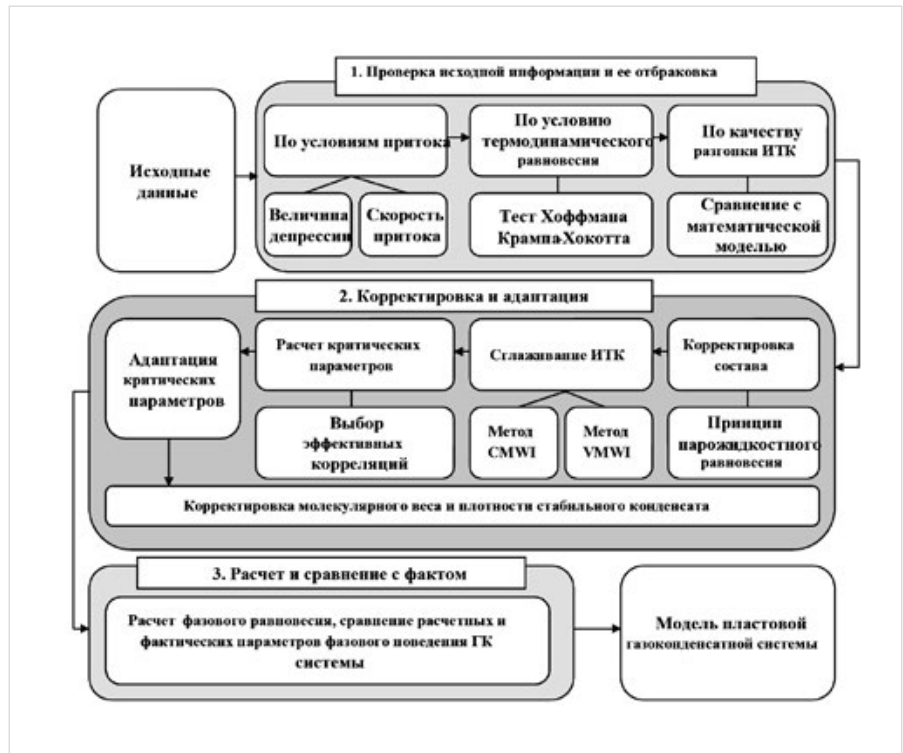


Рис. 2 — Рекомендуемая схема подготовки модели газоконденсатной смеси

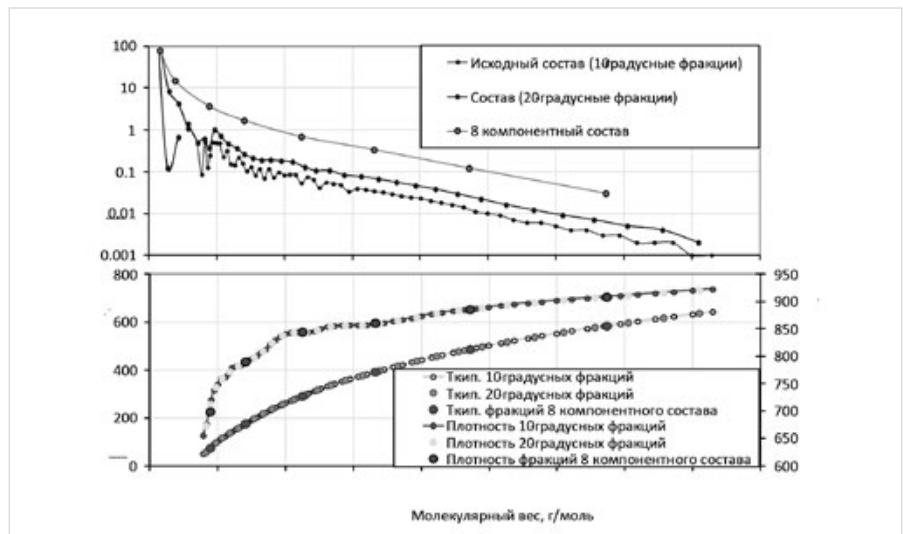


Рис. 3 — Состав и свойства модели пластового газа

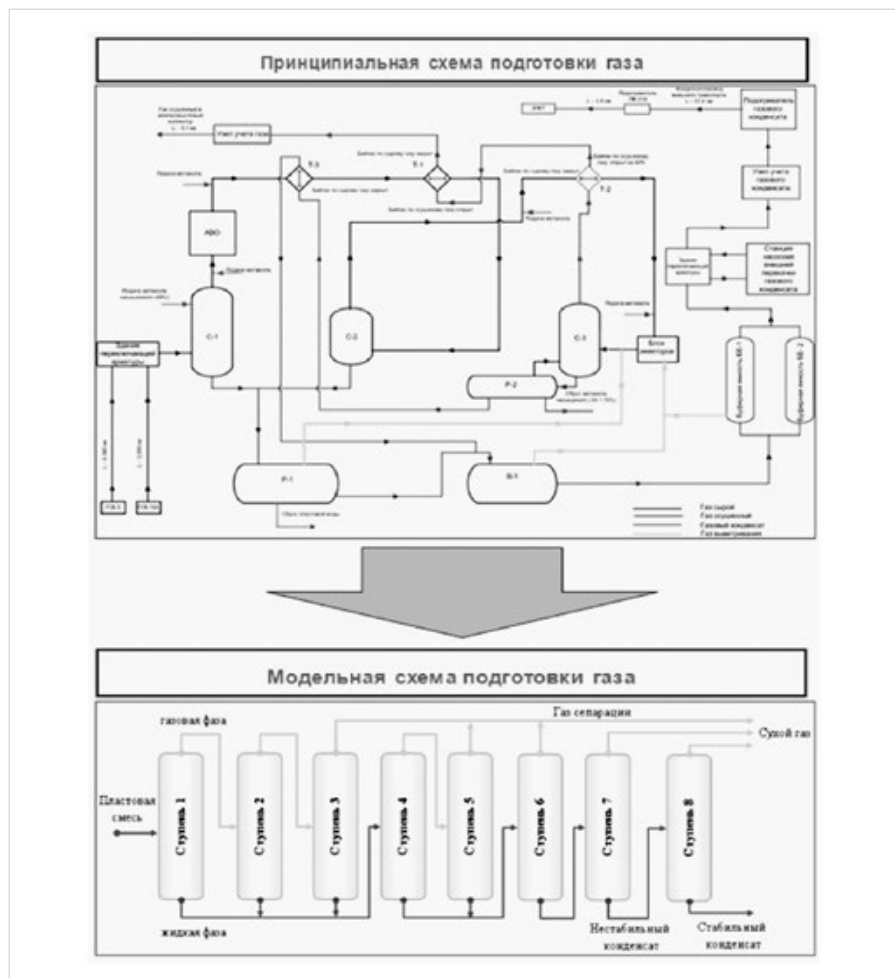


Рис. 4 — Фактическая и модельная схемы подготовки продукции

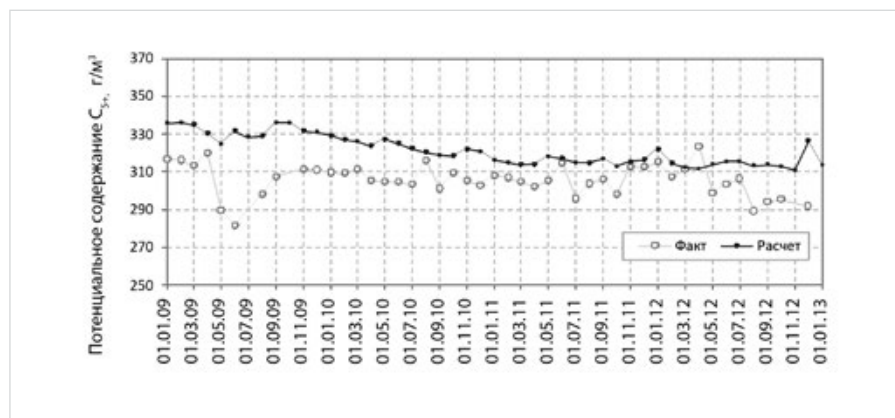


Рис. 5 — Изменение фактического и расчетного значения потенциального содержания конденсата

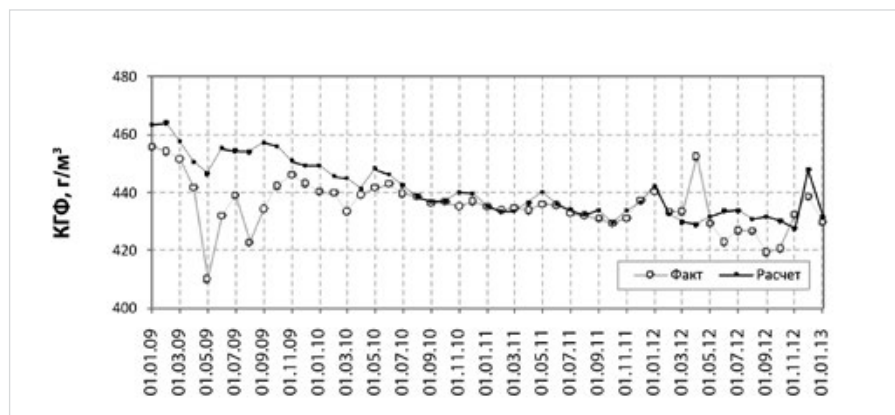


Рис. 6 — Изменение фактического и расчетного значения КГФ

функций распределения. Для достижения более достоверных результатов рекомендуется два метода корректировки ИТК и описания фракций C_{5+} : гамма-распределение с постоянным шагом молекулярной массы, гамма-распределение с переменным шагом молекулярной массы [3].

3. Определение критических свойств фракций согласно рекомендованному набору наиболее эффективных корреляций (таб. 1).
4. Корректировка и адаптация к кубическому уравнению состояния критических свойств, полученных по корреляции, включая, кроме критического давления фракции и ацентрического фактора, также значение критической температуры фракции [4].
5. Корректировка свойств углеводородов группы $C_{5+в}$ по разработанной методике [5].

Таким образом, моделирование фазового поведения пластовой газоконденсатной системы ачимовских отложений проводилось на основе данных о начальном составе и свойствах пластового газа, полученных в результате рекомбинации проб газа и конденсата с предварительной проверкой их представительности и адаптацией согласно схеме (рис. 2), а так же данных PVT-экспериментов.

С целью снизить время расчета при гидродинамическом композиционном моделировании, дальнейшая подготовка композиционной модели проводилась поэтапным объединением компонентно-фракционного состава пластового газа на первом этапе в состав из 20 псевдокомпонент и далее в состав из 8 псевдокомпонент (рис. 3).

Полученная модель пластового газа была использована при создании в гидродинамическом симуляторе цифровой гидродинамической модели ачимовских залежей Уренгойского НГКМ.

Реализованная на промысле система подготовки продукции моделировалась с использованием возможностей композиционного симулятора заданием системы сепараторов, выветривателей и емкостей с указанием фактических термобарических параметров их эксплуатации (рис. 4).

Адаптация цифровой фильтрационной модели на фактические данные происходила в три этапа: модификация петрофизических зависимостей, настройка параметров эксплуатации скважин и настройка качества добываемой продукции.

В качестве фактических данных были использованы измеренные и расчетные промысловые данные:

- ежемесячные эксплуатационные рапорта (МЭР) с указанием добычи пластового газа по каждой скважине и в целом по УКПГ;
- результаты гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин;
- результаты замеров забойных и устьевых давлений на режимах эксплуатации скважин;
- паспорта качества газа и конденсата, которые содержат информацию о составе и свойствах продукции промысла.

По результатам настройки и адаптации цифровой гидродинамической модели ачимовских отложений Уренгойского месторождения отклонение модельной накопленной добычи пластового газа от фактической составило 1,62%, что подтверждает возможность использования указанной модели для расчета прогнозных технологических показателей разработки.

В таб. 2 представлено сопоставление рассчитанных по данным моделирования и определения состава пластового газа, путем рекомбинирования проб нестабильного конденсата и газа сепарации, потенциального содержания углеводородов C_{5+} , конденсатогазового фактора и плотности нестабильного конденсата. Результаты сопоставления этих параметров представлены на рисунках 5–7.

Отметим, что используя данные адаптации модели на гидродинамическом симуляторе, получен состав углеводородной смеси поступающей на УКПГ и продукции технологической линии, а также его изменение с течением времени. Используя фактические данные о составе продукции УКПГ, была произведена рекомбинация смеси, поступающей на промысел. Модель пластовой системы, использованная при гидродинамическом моделировании, состоит из восьми псевдокомпонентов, поэтому для сопоставления проведено объединение компонентов фактического состава (рис. 8).

Анализируя полученные результаты можно сделать следующие выводы:

- состав продукции, а как следствие и компонентный состав рекомбинированного газа и содержание углеводородов C_{5+} в рекомбинированных системах пластового газа может изменяться в достаточно широком диапазоне. Такое изменение может быть обусловлено как погрешностями при отборе и определении состава товарного газа и нестабильного конденсата, так и фактическими колебаниями режимов работы скважины;
- логично, что фактическое и расчетное потенциальное содержание конденсата в добываемом газе в период разработки с 2009 по 2012 гг. снижается, и как следствие, снижается величина выхода конденсата;
- реальная пластовая система состоит из большого набора различных углеводородов с широким интервалом изменения физико-химических свойств данных компонент. В результате количественного ограничения набора компонентов модельной пластовой системы в композиционном симуляторе расчет парожидкостного равновесия и определение фазового поведения модели пластовой смеси при различных термобарических условиях происходит более грубо, но с допустимым отклонением от реального поведения фактической смеси;
- для снижения различия в компонентном составе расчетного и фактического газа сепарации обусловленного различием между реальной и модельной системой подготовки газа, необходимо композиционное моделирование проводить с использованием интегрированной модели, в которой возможно реализовать процесс рециркуляции газовой фазы;
- допустимое отклонение расчетных величин потенциального содержания и конденсатогазового фактора показывает, что производится адекватный факту расчет добываемой смеси и разделение продукции на УКПГ. Кроме этого, представлена удовлетворительная сходимость компонентного состава и плотности фактического и расчетного добываемого нестабильного конденсата.

Итоги

Представлен алгоритм подготовки модели газоконденсатной смеси, описан процесс создания PVT модели пластовой смеси,

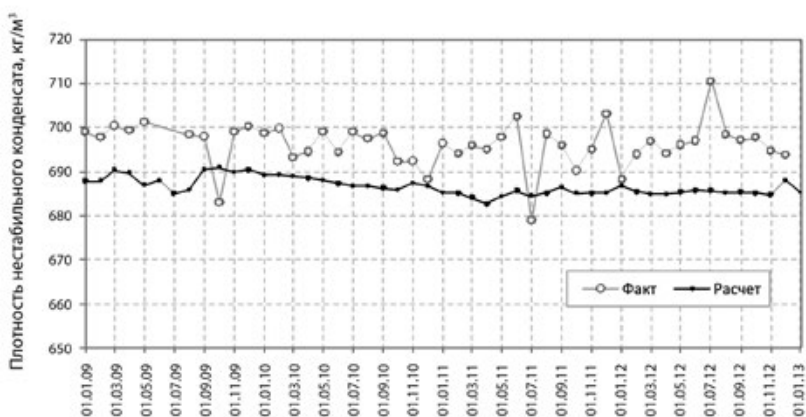


Рис. 7 — Изменение фактического и расчетного значения плотности нестабильного конденсата

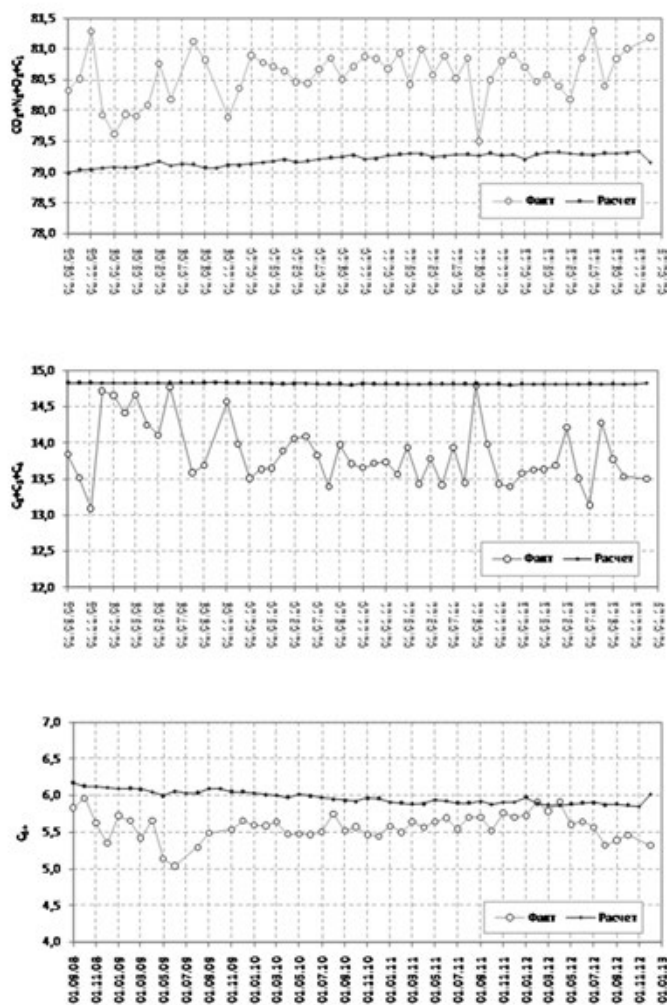


Рис. 8 — Сопоставление фактического и расчетного компонентного состава добываемой пластовой смеси

Среднее за год	Потенциальное содержание C_{5+} , г/м ³			Конденсатогазовый фактор, г/м ³			Плотность нестабильного конденсата, кг/м ³		
	Факт	Расчет	Погреш., %	Факт	Расчет	Погреш., %	Факт	Расчет	Погреш., %
2009	306,4	332,1	8,5	439,3	454,9	3,6	697,6	688,6	-1,2
2010	306,8	323,4	5,4	438,3	442,4	0,9	695,7	687,6	-1,2
2011	305,8	315,4	3,2	433,5	434,5	0,2	695,3	684,9	-1,5
2012	303,2	315,1	4,2	431,3	433,3	0,5	696,6	685,6	-1,6

Таб. 2 — Потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, конденсатогазовый фактор и плотность нестабильного конденсата

насыщающей ачимовские отложения, приведены результаты композиционного моделирования.

Выводы

Используя предлагаемый алгоритм, получена модель газоконденсатной смеси, которая полностью характеризует исходный пластовый флюид и его фазовое поведение при различных термобарических условиях.

Список используемой литературы

1. Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. II ч. М.: Газпром экспо, 2011.
2. Whitson C.H., Brule M.R. Phase Behavior. SPE Monograph. Texas: Richardson, Volume 20, 2000, 233 p.
3. Whitson C.H. Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions. SPE Journal, U. of Trondheim,

August 1983, pp. 683–694.

4. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.
5. Фатеев Д.Г., Козубовский А.Г., Ефимов А.Д. Способ корректировки молекулярной массы $C_{5+в}$ при создании моделей газоконденсатных систем // Известия высших учебных заведений, Нефть и газ, ТГНГУ, 2012. №5. С. 64–69.

ENGLISH

GAS INDUSTRY

Algorithm of PVT parameters of gas condensate mixture for compositional modeling of Achim deposits

UDC 622.279

Authors:

Aleksandr N. Nesterenko — doctor of science, deputy general director, research and design in gas condensate and oil fields development and operation; Nesterenko@tngg.ru
Iliia Y. Yushkov — section head, achim deposits; YushkovIY@tngg.ru
Dmitry G. Fateev — laboratory head, achim deposits development analysis; fateev@tngg.ru

¹LLC TyumenNIIgiprogaz, Tyumen, Russian Federation

Abstract

The causes affecting the accuracy of fluid modeling are provided in the article by the example of gas condensate mixtures saturating the Achim deposits of Urengoyskoe oil and gas condensate field. The algorithm is recommended for selecting a sequence of adjusting and calculating procedures allowing obtain adequate models of gas condensate mixtures. The model of formation gas is

used for compositional reservoir simulation modeling of the license site of Urengoyskoe oil and gas condensate field.

Results

The algorithm of gas condensate mixture preparation is given. The process of PVT model of formation mixture saturating the Achim deposits is described. The compositional modeling results are provided.

Conclusions

The proposed algorithm allowed obtaining a gas condensate mixture model fully characterizing the original formation fluid and its phase performance at various PT conditions.

Keywords

PVT parameters of formation gas model, phase performance, compositional modeling

References

1. Gazprom 086-2010. *Instruktsiya po kompleksnym issledovaniyam gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin*. [The instruction on comprehensive surveys of gas and gas condensate wells II ch.]. Moscow: Gazprom expo, 2011.
2. Whitson C.H., Brule M.R. Phase Behavior.

- SPE Monograph. Texas, Richardson, volume 20, 2000, 233 p.
3. Whitson C.H. Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions. SPE Journal, U. of Trondheim, August 1983, pp. 683–694.
4. Brusilovskiy A.I. *Fazovye prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefi i gaza*. [Phase transformations in oil and gas fields

- development]. Moscow: Graal', 2002, 575 p.
5. Fateev D.G., Kozubovskiy A.G., Efimov A.D. *Sposob korrektyrovki molekulyarnoy massy $C_{5+в}$ pri sozdanii modeley gazokondensatnykh system* [Way of molecular mass $C_{5+в}$ correction for gas condensate systems modeling]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy, Neft' i gaz*, TNGGU, 2012, issue 5, pp. 64–69.



- контроль и учет нефти и газа на основе современных ультразвуковых технологий
- создание источников автономного энергоснабжения линейных потребителей нефтегазопроводов
- техническое обслуживание оборудования магистральных газопроводов

ООО "НПП-Техноавтомат", www.tehnoavtomat.ru
 413100, Саратовская область, г. Энгельс, пл. Свободы 14а
 тел/факс: +7(8453)55-80-74, +7(8453)55-69-49, info@tehnoavtomat.ru