

**Шандрыгин А.Н.**

д-р техн. наук
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
главный научный сотрудник
shan.alex2010@yandex.ru

**Судаков В.А.**

Казанский федеральный университет, Научно-образовательный центр
«Газпромнефть – КФУ»
заместитель директора по маркетингу
VIASudakov@kpfu.ru

**Хашан Г.Д.**

Казанский федеральный университет, Научно-образовательный центр «Моделирование ТРИЗ»
инженер

khachan.ghassan@mail.ru

**Саптарова З.Р.**

Казанский федеральный университет, Научно-образовательный центр «Моделирование ТРИЗ»
инженер

saptarovazalina@yandex.ru

**Усманов С.А.**

Казанский федеральный университет, Научно-образовательный центр
«Газпромнефть – КФУ»
заместитель директора по методической и образовательной деятельности

SAUsmanov@gmail.com



Оценка оптимального времени начала отбора проб пластового газа при проведении промысловых газоконденсатных исследований

УДК: 662.279.4

В данной работе предложен подход для определения необходимого времени отработки скважины на режиме до начала отбора пробы пластового газа при проведении промысловых газоконденсатных исследований.

Подход разработан с использованием расчетов притока к скважине многокомпонентной газоконденсатной системы. Рассмотрены основные факторы, влияющие на процесс образования в призабойной зоне скважины зон повышенной насыщенности конденсата («конденсатной банки»), который вызывает искажение состава пластового газа в отбираемых пробах. В качестве основных факторов, влияющих на время установления конденсатной банки, рассмотрены: начальное потенциальное содержание конденсата в пластовом газе; депрессия на скважине; фильтрационно-емкостные свойства пласта и термобарические условия пласта.

В результате выполненных исследований получена многопараметрическая зависимость от указанных выше параметров оптимального времени работы скважины на режиме до начала отбора проб, в течение которого в призабойной зоне скважины формируется/ переформируется конденсатная банка, и тем самым исключается искажение пробы пластового газа.

Работа выполнена за счет средств Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета (ПРИОРИТЕТ-2030).

Ключевые слова

Газоконденсатные исследования, гидродинамическая модель, депрессия, конденсат, конденсатная банка, кондиционные пробы, низкопроницаемые пластины, скважина.

коллектора конденсатом существенно (в несколько раз) превышающим значения насыщенности конденсатом в пласте. Второе – для обеспечения необходимых скорости выноса жидкости с забоя скважин.

Следует отметить, что такое явление как образование конденсатных банок в ПЗС достаточно хорошо описано в многочисленных работах, в числе которых могут, к примеру, статьи [3,4].

Образование конденсатной банки в ПЗС с точки зрения ее влияния на компонентный состав отбираемой смеси сопровождается выделением из поступающего пластового газа компонентов C5+, а, соответственно, и нарушением его истинного состава (он становится «беднее» в отношении тяжелых компонент) в период формирования конденсатной банки, которое и приводит к искаженным представлениям о пластовом флюиде на основе проб, отбираемых на скважине впоследствии. Ситуация усугубляется в случае низкопроницаемых коллекторов ввиду образования крутой воронки депрессии, способствующей повышению активности процесса выпадения конденсата в ПЗС.

Существующие проблемы отбора проб при проведении ГКИ

Учитывая, что большинство газоконденсатных залежей в Российской Федерации являются насыщенными, т.е. характеризующимися равенством пластового и давления начала конденсации, то проблема образования конденсатной банки является повсеместной при разработке такого типа систем. Освоение ресурсной базы природного газа России демонстрирует тенденцию к увеличению доли разрабатываемых запасов, которые преимущественно сосредоточены в глубоких нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежах с высоким уровнем содержания конденсата [5], при котором процессы накопления конденсатной банки наиболее выражены. Кроме того, в случае низкопроницаемых коллекторов, которые, к примеру, характерны для ачимовских и юрских продуктивных отложений месторождений Западной Сибири, одновременное соблюдение двух ключевых условий по депрессии на пласт и скорости потока представляет собой проблему, что приводит к недостоверным оценкам газоконденсатной характеристики (ГКХ) залежи. Более того, требования относительно депрессии и скорости выполнимы только для высокопродуктивных залежей (дебит 300 тыс. м³/сут и более), тогда как для средне- и низкопродуктивных (с дебитом менее 300 тыс. м³/сут) стабильность КГФ, плотности и фракционного состава конденсата на одном режиме в течение

Введение

Одной из основных задач при проведении газоконденсатных исследований (ГКИ) при разработке газоконденсатных залежей является получение достоверной информации о начальной и текущей газоконденсатной характеристике (ГКХ) пластового газа. В соответствии с требованиями существующих нормативных документов по проведению ГКИ [1,2], представительность ГКИ для определения ГКХ пластового газа обеспечивается соблюдением условий по идентичности состава извлекаемой части потока продукции составу пластовой газоконденсатной системы (ГКС), установившемуся режиму выноса жидкой фазы с забоя скважины, а также по достоверности измерения расходов флюида и отбору представительных проб газа сепарации и нестабильного конденсата. Для выполнения данных условий предъявляются соответствующие требования в ходе проведения ГКИ к технологическим режимам работы скважин и используемому оборудованию [1,2]. В числе требований к технологическим режимам эксплуатации скважин при отборе проб для стабилизации параметров и обеспечения идентичности состава пластового газа и продукции скважины следует указать: ограничение по депрессии на пласт в течение не менее двух суток (не более 20% для недонасыщенных залежей, не более 10% для насыщенных), а также скорость восходящего газожидкостного потока у «башмака» насосно-компрессорных труб (НКТ) должна быть не менее 2,5–3 м/с. Первое из указанных требований направлено на уменьшение искажения состава проб пластовой газоконденсатной смеси вследствие проявления характерного для газоконденсатной смеси явления ретроградной конденсации пластового газа при снижении забойного давления ниже давления начала конденсации и образования в призабойной зоне скважины (ПЗС) областей интенсивного выпадения и скопления конденсата с образованием так называемых «конденсатных банок» – зон вокруг скважины со значениями насыщенности

1–2 суток при регламентированной депрессии 15–20% от пластового давления не гарантирует получения представительной пробы пластовой смеси.

Так, например, в статье [6] показано, что лишь 9% проб при проведении ГКИ на залежах ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) могут быть отнесены к категории представительных по критерию соблюдения условий их отбора (Рис. 1).

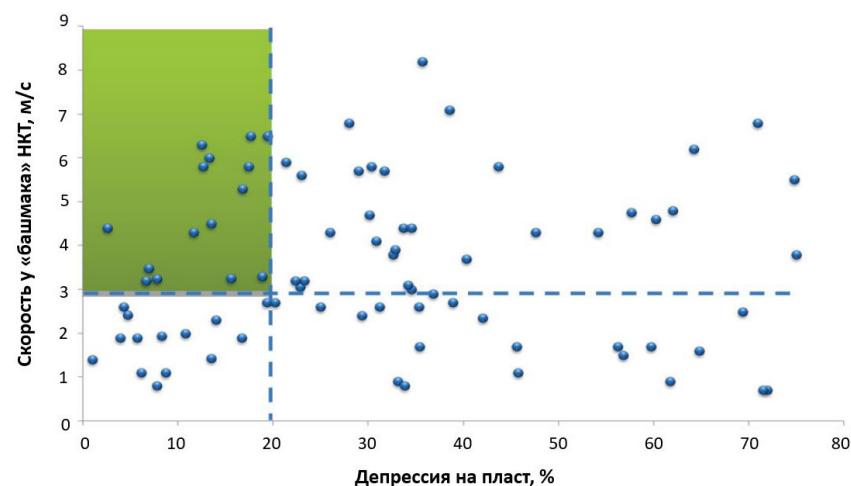
Более того, для Уренгойского НГКМ суммарно в период разведки и на начале промышленной разработки ачимовских залежей проведено около 550 промысловых исследований на газоконденсатность, причем для ранних этапов лишь для порядка 5% соблюдаются условия оптимальности, однако впоследствии выборка представительных исследований расширяется [7].

Нарушение условия кондиционности пробы происходит также вследствие изменения технологического режима работы скважины и недостаточности ее выдерживания до стабилизации всех параметров. Любое изменение технологического режима при эксплуатации скважины приводит к переформированию конденсатной банки и восстановлению обменных процессов.

Свой вклад в нарушение качества пробы помимо невозможности соблюдения условий при отборе вносят и другие факторы, приведенные в работе [8].

Таким образом, существует настоящая потребность в пересмотре предъявляемых требований по проведению ГКИ. Так, к примеру, в работе [5] указывается, что традиционное нормативно-методологическое обеспечение не отвечает специфическим особенностям месторождений и, в основном, создано на основе практического опыта разработки газоконденсатных систем с содержанием конденсата в пластовом газе до 100–150 г/м³. Также в этой работе предложены методики к определению минимально необходимой скорости, обеспечивающей вынос конденсата и воды с забоя. Для ряда месторождений (Вуктыльское, Западно-Соплесское и др.) минимально необходимая скорость, согласно исследованиям данной работы, составляет 0.55–0.7 м/с, т.е. ниже, чем регламентируется существующими нормативными документами [1,2]. Ввиду сложности удовлетворения требованиям этих документов при проведении ГКИ в низкопроницаемых коллекторах и отсутствия четкого обоснованного подхода к определению времени работы скважины на режиме, в данной работе предложен более комплексный подход к планированию проведения газоконденсатных исследований, ос-

Рис. 1.
Распределение скорости потока от депрессии на пласт по рассматриваемым пробам.



нованный на анализе чувствительности формирования или переформирования конденсатной банки в зависимости от различных геолого-технологических параметров, а также фильтрационно-емкостных свойств пласта, и выраженный в разработке методики определения времени отработки скважины до начала проведения ГКИ с учетом формирования конденсатной банки.

Не менее важным с точки зрения обеспечения отбора кондиционных проб при проведении ГКИ является вопрос времени начала отбора проб после вывода скважин на режим для стабилизации фильтрации газоконденсатной смеси и компонентного состава отбираемой продукции.

Согласно инструкции для проведения текущих ГКИ [1] рекомендуется, чтобы исследуемая скважина непрерывно находилась в эксплуатации не менее трех месяцев и перед исследованием режим работы скважины не должен меняться в течение двух недель.

В статье [9] на примере ачимовских отложений подчеркивается необходимость установления большего времени работы скважины на режиме для стабилизации параметров работы скважины. Отмечается, что проведение первичных исследований скважины непосредственно после бурения или проведения ГРП

приводит к недостоверному описанию призабойной и удаленной зон пласта. Предложено проведение первичного комплекса газодинамических исследований (ГДИ) и ГКИ после освоения и 2–3 месяцев отработки скважины в шлейф (в отличие от раннее принятых 12 часов), а также совместное проведение ГДИ и ГКИ после стабилизации параметров на трех вместо четырех режимах фильтрации: на текущем установившемся, на режиме минимальной депрессии на пласт (менее 10% от пластового) и на режиме максимально допустимой депрессии, определенной действующим проектным документом.

Как видно из указанного, проблема определения продолжительности периода отработки скважин на режиме («выстойки» скважины) до начала отбора проб при проведении ГКИ представляется крайне важной с точки зрения обеспечения кондиционности проб газоконденсатных смесей и требует проведения специальных исследований для планирования ГКИ.

Методы исследований

Основными задачами в рамках формирования предлагаемого подхода по планированию ГКИ являлись:

- определение механизма формирования конденсатной банки и ее влияния на компонентный состав пластового флюида, отбираемого в скважине, с использованием математического моделирования процессов многофазной многокомпонентной фильтрации газоконденсатной смеси в пористом пласте в гидродинамическом симуляторе, (при этом в первую очередь рассмотрен случай притока газоконденсатной смеси к вертикальной скважине);
- создание рационального по количеству расчетов плана численных экспериментов, охватывающих ключевые факторы, влияющие на обменные процессы в пласте, включая: состав пластового газа (для более «обогащенной С5+ компонентами смеси более длительный процесс установления конденсатной банки), проводимость пласта, создаваемая депрессия на скважине.

Для исследования процессов накопления ретроградного конденсата в ПЗС и определения влияния геологотехнологических факторов на время «выстойки» скважины до начала проведения ГКИ построена концептуальная композиционная модель с вертикальной скважиной и локальным измельчением

сетки (LGR) в ПЗС.

В ходе гидродинамического моделирования расчеты велись в программном комплексе т-Навигатор (ИРМ).

Использовалась секторная ГДМ модель со следующими параметрами:

- равномерная 2D сетка – 1000 м × 1000 м;
- размер ячеек – 10 м с локальным измельчением ячеек;
- уровни измельчения: 1, 2 и 5 м;
- радиус измельчения: 0–15, 15–30 и 30–50 м от ствола скважины соответственно;
- система предельного типа насыщения: вода связанныя;
- вид кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП) приняты в соответствии с данными по керновым исследованиям на месторождении Х Западной Сибири.

На рис. 2 представлен общий 3D вид модели (слева) и пример карты насыщенности конденсатом с LGR в ПЗС.

Определение времени работы скважины на режиме до начала отбора проб флюида

Время работы скважины на режиме до начала отбора кондиционных проб флюида в ходе проведения ГКИ («выстойки» скважины) может быть определено как момент достижения постоянного значения по КГФ. Это связано с тем, что при стабилизации конденсатной банки и отсутствии выпадения конденсата состав газоконденсатной смеси в призабойной зоне скважины остается неизменным, а состав пластового газа, отбираемого из скважины, соответствует фактическому составу газа в глубине пласта.

Для исключения ошибок, связанных с формированием или переформированием конденсатной банки, при отборе проб необходимо скважину выдерживать на режиме до стабилизации конденсатной банки в ПЗС.

Для определения времени «выстойки» скважины в зависимости от геологических и технологических параметров были выполнены соответствующие исследования на основе моделирования притока газоконденсатной смеси к вертикальной скважине с использованием описанной выше секторной модели.

В качестве основных геологотехнологических факторов, наиболее существенно влияющих на время «выстойки» скважины до проведения ГКИ были рассмотрены:

- депрессия на забое скважины (ΔP);
- начальное потенциальное содержание конденсата в пластовой смеси (ПС5+) на сухой газ пластовой смеси;

- проводимость пласта (произведение проницаемости (K) на толщину пласта (H) – KH);
- скин-фактор (S).

При этом, для выявления влияния каждого из указанного фактора на величину времени «выстойки» скважины для каждого из них задается по N значений.

С целью сокращения числа опытов, без потери информативности проводимого исследования, в качестве инструмента рационального планирования эксперимента принят подход на основе использования комбинационного квадрата – одного из видов ортогональных латинских квадратов, достаточно хорошо описанных в литературе.

При использовании такого подхода возможно исследовать влияние четырех факторов ($N = 4$) по пяти значениям их изменения ($M = 5$). Всего в этом случае требуется провести 25 численных экспериментов, вместо 625 (N^M).

Диапазон изменения параметров (Табл. 2) был подобран таким образом, чтобы охватить спектр значений, характерный для газоконденсатных месторождений Западной Сибири, разрабатываемых с использованием вертикальных скважин.

При этом рассматриваемые значения по депрессии на пласт подобраны таким образом, чтобы иметь возможность проверить влияние данного фактора и в случае превышения его рекомендованного в нормативных документах [1,2] порога (до 20% от текущего пластового давления) при проведении ГКИ. Включение высоких значений депрессии позволит оценить влияние интенсивного формирования конденсатной банки на время выхода на исследования и проверить предположение, что несмотря на стремительный процесс роста конденсатной банки в случае образования крутой воронки депрессии время, необходимое для ее стабилизации, будет не продолжительным).

Значения ПС5+ для различных вариантов смеси получены искусственным обеднением исходной тяжелой газоконденсатной смеси, компонентный состав которой приведен в табл. 1 (часть компонент объединены), через CVD тест в PVT модели с использованием метода, описанного в работе [10], и отражают случаи газоконденсатных смесей со средним ПС5+ (от 25 до 100 г/м³) и высоким ПС5+ (от 100 до 500 г/м³).

При определении величины КН варьировалось значение мощности пласта (H) при фиксированном значении абсолютной проницаемости (K).

Значения скин-фактора подобраны таким образом, чтобы отразить различные случаи «загрязнения» ПЗС и геолого-

Рис. 2.
ГДМ: 3D вид модели (слева)
и карта насыщенности конденсатом
на временном шаге «п» с LGR в ПЗС
(справа).

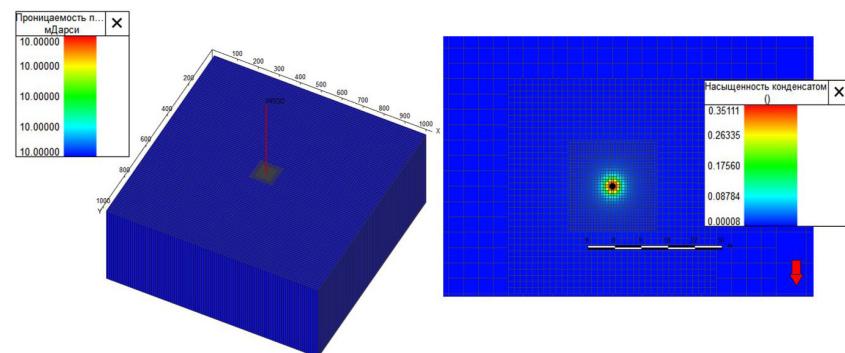


Табл. 1.
Состав пластового газа.

Компоненты	Молярная доля, д.ед.	Молекулярный вес (MW), г/моль
$H_2S-N_2-C_1$	0,790705	16,0727
CO_2-C_2	0,089069	31,5732
$C_3-iC_4-nC_4$	0,062154	49,0610
$iC_5-nC_5-C_6$	0,013169	76,4889
C_7-C_8	0,017310	103,2828
C_9-C_{10}	0,009679	127,7281
$C_{11}-C_{14}$	0,008261	165,1398
$C_{15}-C_{22}$	0,007113	233,0240
$C_{23}-C_{36}$	0,002249	355,6938
$C_{37}-C_{53+}$	0,000292	517,4541

технологических мероприятий (ГТМ), направленных на повышение продуктивности скважины, где значение «-3», соответствует средней по качеству стимуляции пласта, а значение «+7» соответствует серьезному загрязнению ПЗС.

В таблице 2 приведены значения параметров, варьируемых в численном эксперименте, по четырём факторам, а на рис. 3 комбинационный квадрат, отражающий эксперименты с варьированием значений параметров по четырем факторам.

В результате проведения расчетов формируется многофакторная зависимость, где Y -время выстойки скважины до начала ГКИ, X_1, X_2, \dots, X_n – рассматриваемые факторы

$$\tilde{Y} = c f_1(x_1) f_2(x_2) \dots f_n(x_n) = c \prod_{i=1}^{i=n} f_i(x_i),$$

Обсуждение результатов моделирования

Для обоснованных 25 вариантов были построены графики по динамике КГФ при работе скважины. Время начала проведения ГКИ – Y определялось по стабилизации значения КГФ с отклонением не более чем 5% в течение 5 ч. Первое значение времени, которое удовлетворяло предыдущему условию, принималось как момент для начала проведения ГКИ.

Гистограмма значений времени «выстойки» скважины до проведения ГКИ по 25 вариантам приведена на рис. 4. По каждому из рассматриваемых вариантов проведено осреднение времени выхода на полку по КГФ (\bar{Y}).

На первом этапе решения задачи построения множественной регрессии по методу Брандона были построены частные зависимости выходной переменной (\bar{Y}) от каждого из факторов в отдельности, уравнения зависимости выведены путем полиноминальной аппроксимации 2й степени.

Согласно полученным графикам, наиболее влияющим фактором является проводимость пласта (КН), для которого также характерно высокое значение коэффициента аппроксимации R . В результате зависимость времени выхода на ГКИ от параметра КН имеет вид:

$$\bar{Y}(X_1) = 0,0002X_1^2 - 0,065X_1 + 8,3297$$

На следующем шаге через найденное уравнение зависимости получены расчетные значения времени выстойки скважины по опытным значениям фактора $X_1 - Y_{1,p}$. Затем для каждого эксперимента найдено соотношение $Y/Y_{1,p}$, и получено значение Y_2 , уже не зависящее от X_1 , после чего проводится осреднение времени выхода Y_2 для

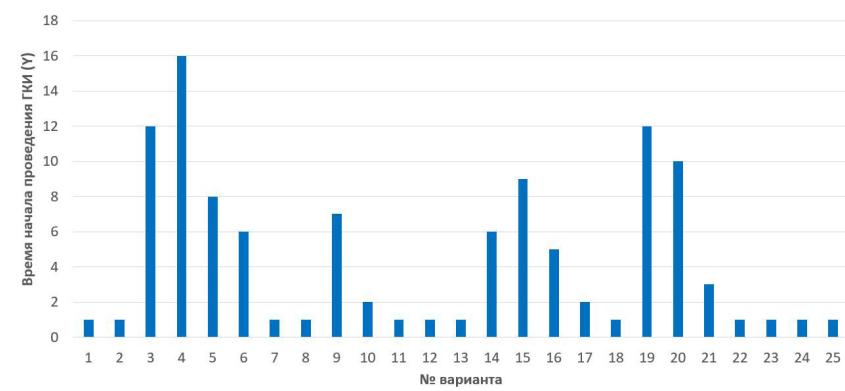
Табл. 2.
Значения переменных параметров, варьируемых в численном эксперименте.

Переменные параметры	Единицы измерения	Значения
ΔP	%	10, 15, 20, 25, 30
ПС5+ на сухой	$\text{Г}/\text{м}^3$	90, 120, 162, 264, 353
КН	$\text{мД}\cdot\text{м}$	10, 50, 100, 150, 200
S	ед.	-3, 1,5, 0, 3, 7

Рис. 3.
План расчетов по методу комбинационного квадрата.

ΔP	Skin	KH	10%				15%				20%				25%				30%							
			-3	-1,5	0	3	7	-3	-1,5	0	3	7	-3	-1,5	0	3	7	-3	-1,5	0	3	7	-3	-1,5	0	3
90	10																									
	50																									
	100																									
	150																									
	200																									
120	10																									
	50																									
	100																									
	150																									
	200																									
162	10																									
	50																									
	100																									
	150																									
	200																									
264	10																									
	50																									
	100																									
	150																									
	200																									
353	10																									
	50																									
	100																									
	150																									
	200																									

Рис. 4.
Гистограмма значений времени выстойки скважины до проведения ГКИ по 25 вариантам.



каждого значения рассматриваемого фактора – \bar{Y}_2 .

По аналогии с предыдущим шагом строятся зависимости осредненного времени выхода \bar{Y}_2 от остальных факторов (депрессии, ПС5+, скрин-фактора).

При сравнении частных зависимостей новым наиболее влияющим фактором является депрессия (ΔP). С целью упрощения итоговой версии многофакторной зависимости в будущем на втором этапе для уравнения аппроксимации задан линейный тип, которое для наиболее влияющего фактора выражается формулой:

$$\bar{Y}(X_2) = -4,1409X_2 + 1,7292$$

В найденное уравнение по аналогии подставляются опытные значения X_2 для получения расчетных величин Y_{2p} . Затем для каждого эксперимента найдено соотношение Y_2/Y_{2p} , в результате чего получено значение \bar{Y}_3 , уже не зависящее от X_2 . Далее проводится осреднение времени выхода \bar{Y}_3 .

Повторяя предыдущие шаги, строим зависимость осредненного времени выхода \bar{Y}_3 от остальных факторов (ПС5+, скрин-фактора).

При сравнении частных зависимостей новым наиболее влияющим фактором является потенциальное содержание компонент C5+ в пластовой смеси (ПС5+). Зависимость времени выхода от данного фактора определяется уравнением:

$$\bar{Y}(X_3) = 0,0898X_3 + 0,8925$$

В найденное уравнение по аналогии подставляются опытные значения X_3 для получения расчетных величин Y_{3p} . Затем для каждого эксперимента найдено соотношение Y_3/Y_{3p} , и получено значение Y_4 , уже не зависящее от X_3 , проводится осреднение времени выхода \bar{Y}_4 .

По аналогии с предыдущим шагом строится зависимость осредненного времени выхода \bar{Y}_4 от скрин-фактора:

$$\bar{Y}(X_4) = -0,493 \ln(X_4) + 3,5486$$

Приводя к единому уравнению, получаем следующее уравнение многофакторной зависимости времени выхода на ГКИ:

$$Y = (0,0002X_1^2 - 0,065X_1 + 8,3297) \cdot (-4,1409X_2 + 1,7292) \cdot (0,0898X_3 + 0,8925) \cdot (-0,493 \ln(X_4) + 3,5486)$$

Сопоставление времени «выстойки» скважины до проведения ГКИ, рассчитанного по многопараметрической зависимости с данными полученными в ГДМ приведено в табл. 3. Расхождение в значениях КГФ по Y и Y_p составляет ме-

Табл. 3.
Сопоставление времени начала отбора проб в расчетном методе и в ГДМ.

Вариант	Время выхода на полку по КГФ по ГДМ, час	Расчетное время выхода по формуле, час	Расхождение, %
1	1	2	-0,23
2	1	3	-2,0
3	12	12	0
4	16	10	3,0
5	8	8	0
6	6	3	4,8
7	1	7	-0,25
8	1	4	-0,7
9	7	4	4,95
10	2	7	0,4
11	1	3	2,61
12	1	2	2,1
13	1	2	0,07
14	6	5	1,7
15	9	13	-2,8
16	5	2	4,68
17	2	2	0
18	1	2	-0,18
19	12	4	25,3
20	10	5	19,3
21	3	2	1,04
22	1	3	-0,47
23	1	2	-1,6
24	1	2	-1,7
25	1	2	-2,65

нее 5% (за исключением двух вариантов, где расхождение составило 19–25%), что свидетельствует о несущественном различии в составе газа в ПЗС в сравниваемых моментах времени проведения ГКИ.

Заключение

В работе предложен подход к определению оптимального времени начала проведения газоконденсатных исследований (ГКИ) для отбора кондиционной пробы пластового газа.

Подход основан на результатах численного моделирования притока газоконденсатной смеси к добывающей скважине с использованием модели многофазной фильтрации. Планирование численного эксперимента выполнено с применением метода комбинированного квадрата.

В результате получена многофакторная зависимость времени начала проведения ГКИ от таких параметров, как депрессия, ПС5+, проводимость пласта и скин-фактор. Данная зависимость позволяет определить оптимальное время начала проведения ГКИ, что способствует повышению эффективности и точности исследований.

Дальнейшие исследования предлагаются в направлении обобщения полученных зависимостей времени выстойки скважин до начала отбора проб при проведении ГКИ для многослойных эксплуатационных объектов.

Список литературы

1. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Р Газпром 086—2010. Часть 1. М.: ООО «Газпром экспо», 2011. 235 с.
2. Изучение газоконденсатной характеристики скважин и месторождений СТО Газпром 2—3.1—914—2014 / разработан Газпром Промгаз. Санкт-Петербург: Газпром, 2016.—IV, 19 с. ил.; 29.—(Стандарт организации, Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО "Газпром").
3. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин». А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов, А. Н. Шандрыгин, В. Г. Подюк. М.Недра, 1997. – 364 с.
4. Ø. Fevang, C. H. Whitson, and U. Trondheim, (1996). Modeling Gas-Condensate Well Deliverability. SPE Reservoir Engineering. 11. 221—230. 10.2118/30714-PA.
5. Долгушин Н. В. Методология изучения газоконденсатной характеристики нефтегазоконденсатных месторождений с высоким содержанием конденсата и большим этажом газоносности. Ухта 2007 г. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.
6. Инякин В. В., Мулявин С. Ф., Усачев И. А. Обоснование оптимальных условий проведения промысловых исследований на газоконденсатность низкопродуктивных скважин ачимовских отложений Уренгойского месторождения // Известия вузов. Нефть и газ. 2019. № 4.
7. Фадеев Д. Г. Совершенствование методов моделирования пластовой газоконденсатной системы ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. 2019.
8. Шарипов, А.Ф., Волков, А.Н. (2016). Система контроля и оценки качества газоконденсатных исследований скважин. Научно-технический сборник вести газовой науки. ООО "Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ". 2016. 4 (28). с. 173—180.
9. Тюрин В. П., Нестеренко А. Н., Завьялов Н. А., Жариков М. Г. Оптимизация методики газодинамических исследований скважин в условиях низкопроницаемых коллекторов и АВПД без потери информативности результатов // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 4 (43).
10. Ющенко Т. С., Брусиловский А. И. Поэтапный подход к созданию и адаптации pvt-моделей пластовых углеводородных систем на основе уравнения состояния // Георесурсы. 2022. № 3.

Estimation of the optimal time to start sampling of reservoir gas during gas condensate studies

UDC: 662.279.4

Abstract

This paper proposes the approach to determining the required time of well performance before sampling formation gas during well sampling operation.

The approach was developed using calculations of the inflow to the well of a multicomponent gas condensate system. The main factors impact on the formation of zones with increased condensate saturation ("condensate bank") in the bottomhole zone of the well, which causes a distortion of the formation gas composition in the samples taken, are considered. The following factors, as the main influencing on the time of establishment of the condensate bank, are considered: the initial condensate content in the formation gas; the pressure drawdown in the well; the formation flow-capacitive properties and thermobaric conditions of the formation. As a result of the done research, we obtained multi-parameter dependence on the above parameters of the optimal time of well operation in the mode before the start of sampling, during which a condensate bank is formed/reformed in the wellbore zone and, thus, distortion of the reservoir gas sample is excluded.

Keywords

Gas condensate studies, hydrodynamic model, depression, condensate, condensate can, conditioned samples, low-permeability formations, borehole.

A.N. Shandrygin

Doctor of science, chief researcher of LLC «Gazprom VNIIGAZ»
shan.alex2010@yandex.ru

V.A. Sudakov

Kazan Federal University. Scientific and Educational Center «Gazpromneft - KFU», Deputy Director for Marketing
VIASudakov@kpfu.ru

G.D. Khachan

Kazan Federal University, Scientific and Educational Center «Hard to recovery reserves modeling», engineer
khachan.ghassan@mail.ru

Z.R. Sapтарова

Kazan Federal University, Scientific and Educational Center «Hard to recovery reserves modeling», engineer
saptarovazalina@yandex.ru

S.A. Usmanov

Kazan Federal University. Scientific and Educational Center "Gazpromneft - KFU", Deputy Director for Methodological and Educational Activities
SAUsmanov@gmail.com