

УДК 622.279.23/4+547.2.03+543.27

ПРОГНОЗ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ В УСЛОВИЯХ СНИЖЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НИЖЕ ДАВЛЕНИЯ НАЧАЛА КОНДЕНСАЦИИ

Заночуев С.А.¹, Крайн С.А.²

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка

e-mail: ¹s_zanochuev@vniigaz.gazprom.ru, ²d_krain@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. Достоверное прогнозирование добычи конденсата является актуальной задачей контроля за разработкой газоконденсатных месторождений. Особенно это важно при несовпадении проектных и фактических показателей добычи жидких углеводородов. В статье предложена новая форма уравнения материального баланса конденсата в интегральной форме, а также рассмотрен метод прогнозирования газоконденсатной характеристики (ГКХ) месторождения при условии снижения давления в залежи ниже давления начала конденсации. Адаптация предложенного методического подхода проведена на основе данных экспериментальных исследований реальной пластовой углеводородной смеси газоконденсатного месторождения.

Ключевые слова: давление начала конденсации, газоконденсатная характеристика, уравнение материального баланса, PVT-исследования, добыча конденсата

В соответствии с требованиями государственной комиссии по запасам и отраслевых инструкций начальную газоконденсатную характеристику месторождений, а также прогноз ее изменения определяют по результатам экспериментальных исследований пластовой системы на установках фазовых равновесий [1, 2, 3].

Эксперименты выполняются на основе рекомбинированных проб, составленных по сепараторным пробам с учетом замеренного промыслового конденсатогазового фактора. В ходе экспериментов определяют кривые пластовых потерь сырого и стабильного конденсата, рассчитывают конечный коэффициент извлечения конденсата и прогнозируют изменение содержания конденсата в пластовом газе при снижении давления. При этом составляется баланс добычи и потерь конденсата на весь период разработки месторождения.

Определенные параметры газоконденсатной характеристики (ГКХ) используются при подсчете и списании запасов месторождения, а также для проектирования и контроля за разработкой месторождения [4]. В последнее время данные по балансу конденсата нашли широкое применение при адаптации постоянно действующих газогидродинамических моделей газоконденсатных месторождений.

Сравнительный анализ различных методов прогнозирования изменения содержания конденсата в пластовом газе при моделировании разработки месторождения на установке PVT, а также влияние различных факторов на точность определяемых параметров описаны в работе [5].

Основным условием достоверности результатов экспериментальных исследований на установках PVT при прогнозировании ГКХ является нахождение газоконденсатной системы в залежи при начальных термобарических условиях, т.е. когда пластовое давление больше либо равно давлению начала конденсации и пластовая газоконденсатная система находится в однофазном газовом состоянии [6].

Если же текущее пластовое давление в залежи ниже давления начала конденсации, то часть конденсата безвозвратно потеряна в пласте, а результаты экспериментальных исследований уже будут носить условный характер, и могут быть использованы только для определения параметров текущей ГКХ.

В практике освоения месторождений часто складывается ситуация, когда прогноз изменения ГКХ на начальной стадии не выполнялся по различным причинам. В этих условиях прогнозирование параметров ГКХ и расчеты балансов добычи конденсата проводятся с использованием расчетных моделей, основанных на уравнениях состояния.

В данной статье предлагается методический подход для корректного прогнозирования газоконденсатной характеристики месторождения на основе результатов газоконденсатных исследований, проведенных на текущей стадии разработки месторождения, т.е. когда давление в залежи уже снизилось ниже давления начала конденсации.

Первоначально рассмотрим задачу прогноза изменения потенциального содержания конденсата в пластовом газе, который базируется на материальном балансе конденсата.

Представим, что давление в залежи снизилось от начального до давления p (ниже давления начала конденсации) и часть конденсата выпала в пласте, тогда начальная масса конденсата будет складываться из

$$M_0 = M_{доб} + M_{ост} , \quad (1)$$

где M_0 – общая масса конденсата в пласте при начальных условиях; $M_{доб}$ – масса добытого конденсата на текущее пластовое давление; $M_{ост}$ – масса конденсата, оставшегося в пласте на текущее пластовое давление.

Массу конденсата, оставшегося в пласте, разделим на массу конденсата, находящегося в газовой фазе ($M_{кзф}$) и выпавшего при снижении давления в пласте ($M_{вып}$), т.е. уравнение материального баланса перепишем в виде

$$M_0 = M_{доб} + M_{кзф} + M_{вып} . \quad (2)$$

Масса всего конденсата определяется как

$$M_0 = Q_{сух.г} \cdot q_0 , \quad (3)$$

где $Q_{сух.г}$ – количество «сухого» газа в пласте, м³; («сухой» газ понимается как смесь углеводородов ряда C₁ - C₄ и неуглеводородных компонентов, которые при нормальных условиях находятся в однофазном газовом состоянии); q_0 – начальное содержание конденсата в пластовом газе из расчета на «сухой» газ, г/м³.

Масса добытого конденсата ($M_{\text{доб}}$) складывается из произведения объема добываемого газа и текущего содержания конденсата. Так как при снижении давления содержание конденсата в пластовом газе постоянно меняется из-за выпадения его в пласте, разделим этап снижения давления от p_n до p на n этапов с равными отборами газа $\Delta Q_{\text{доб}}$. Тогда

$$M_{\text{доб}} = \sum_{i=1}^n q_i \Delta Q_{\text{доб}}. \quad (4)$$

Переходя к малым величинам $dQ_{\text{доб}}$, получим следующую формулу на давление p :

$$M_{\text{доб}} = \int_{p+dp}^{p_n} q(p) dQ_{\text{доб}}(p). \quad (5)$$

Масса конденсата, оставшегося в пласте в газовой фазе, – это произведение объема газа, оставшегося в пласте, на текущее содержание конденсата в пластовом газе, поэтому

$$M_{\text{кзф}} = [Q_{\text{сух. г}} - Q_{\text{доб}}(p) - Q_{\text{звк}}(p)] q(p), \quad (6)$$

где $Q_{\text{звк}}(p)$ – доля «сухого» газа, оставшаяся в выпавшем в пласте конденсате. Данная величина определяется в ходе эксперимента и складывается из доли «сухого» газа в газе дегазации и дегазированного конденсата [5].

Масса конденсата, выпавшего в пласте, будет складываться из пластовых потерь стабильного конденсата, определенных в процессе проведения экспериментальных исследований. Для этого проводится ряд опытов по дифференциальной конденсации, по результатам которых находят изменение пластовых потерь углеводородов (УВ) C_{5+} при снижении давления в залежи, причем при построении данной зависимости пластовые потери относят к 1 м^3 «сухого» газа. Тогда

$$M_{\text{вып}} = q_{\text{ном}}(p), \quad (7)$$

где $q_{\text{ном}}(p)$ – функция пластовых потерь УВ C_{5+} (стабильного конденсата), г/м^3 .

Перепишем уравнение материального баланса конденсата (2) для случая снижения давления в пласте с p_n до p :

$$M_0 = \int_{p+dp}^{p_n} q(p) dQ_{\text{доб}}(p) + [Q_{\text{сух. г}} - Q_{\text{доб}}(p) - Q_{\text{звк}}(p)] q(p) + q_{\text{ном}}(p). \quad (8)$$

Все расчеты будем вести на относительное количество «сухого» газа, т.е. из расчета того, что в залежи находится единица «сухого» газа. Например,

$$\bar{Q}_{\text{доб}} = \frac{Q_{\text{доб}}}{Q_{\text{сух. г}}}. \quad (9)$$

Формула материального баланса в интегральной форме при переходе к относительным отборам «сухого» газа имеет вид:

$$q_0 = \int_{p+dp}^{p_n} q(p) d\bar{Q}_{\text{доб}}(p) + [1 - \bar{Q}_{\text{доб}}(p) - \bar{Q}_{\text{звк}}(p)] q(p) + q_{\text{ном}}(p), \quad (10)$$

где q_0 – начальное содержание конденсата в пластовом газе из расчета на 1 м^3 «су-

хого» газа; $\bar{Q}_{доб}(p)$ – относительное количество добытого газа; $q(p)$ – текущее содержание УВ C_{5+} в пластовом газе; $\bar{Q}_{звк}(p)$ – доля «сухого» газа в выпавшем в пласте конденсате; $q_{ном}(p)$ – пластовые потери УВ C_{5+} .

В дальнейшем опустим верхние черты в обозначениях и будем понимать, что все расчеты ведутся на 1 м^3 «сухого» газа.

Решим уравнение (10) относительно неизвестного текущего содержания УВ C_{5+} в пластовом газе и, в результате, получим окончательную формулу для прогнозирования потенциального содержания УВ C_{5+} в пластовом газе:

$$q(p) = \frac{q_0 - \int_{p_+}^{p_0} q(p) dQ_{доб}(p) - q_{ном}(p)}{[1 - Q_{доб}(p) - Q_{звк}(p)]}. \quad (11)$$

Сложность решения данной задачи заключается в получении аналитического решения интеграла, входящего в формулу прогноза, которое было реализовано средствами VBA.

При замене содержания УВ C_{5+} на любой другой компонент и выполнении некоторых преобразований появляется возможность прогнозирования индивидуального и компонентного состава пластовой системы на любой период разработки месторождения.

Как говорилось выше, для решения задач прогноза проводятся специальные PVT-исследования. Основной задачей PVT-исследований в данном случае является поиск зависимостей $Q_{доб}$, $q_{ном}$ и $Q_{звк}$ от изменения текущего пластового давления в залежи.

Эксперименты ставятся в два этапа. На первом этапе после рекомбинирования пластовой смеси и приведения ее к пластовым термобарическим условиям проводится опыт дифференциальной конденсации со ступенчатым выпуском газа из бомбы PVT.

При этом проводится замер объема выпущенного газа и выпавшего в пласте конденсата. Количество выпущенного газа относят к общему объему загруженного «сухого» газа и по результатам строят зависимость относительных отборов газа от текущего пластового давления (рис. 1). В ряде работ [2, 3, 6] данная зависимость представлялась линейной, однако выполненные многочисленные исследования [1, 5] показали значительное отклонение от линейной зависимости, особенно для пластовых систем, характеризующихся высоким содержанием конденсата.

Также по результатам данного опыта определяют конечный коэффициент извлечения конденсата, который находится из следующего выражения:

$$K_{изв} = \frac{q_0 - q_{звк}^{0,1}}{q_0}, \quad (12)$$

где q_0 – начальное содержание конденсата в пластовом газе из расчета на 1 м^3 «су-

хого» загруженного в бомбу PVT газа, г/м^3 ; $q_{\text{вк}}^{0,1}$ – содержание конденсата, выпавшего в бомбе PVT при снижении давления до давления 0,1 МПа из расчета на 1 м^3 «сухого» загруженного газа, г/м^3 .

Характер данного коэффициента весьма условный характер, так как давление в залежи не может быть снижено до атмосферного, поэтому зачастую коэффициент извлечения рассчитывают на то давление, когда нецелесообразна дальнейшая разработка месторождения на режиме естественного истощения [6].

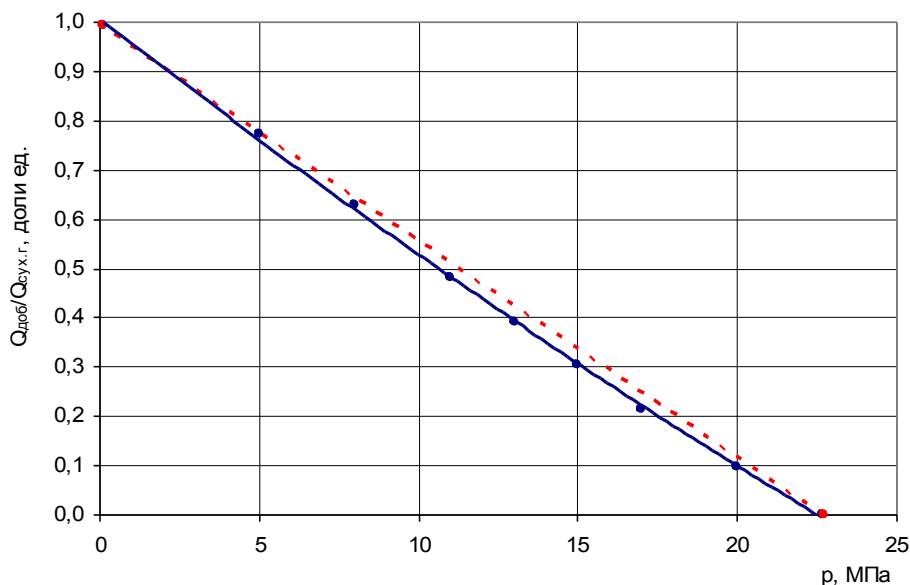


Рис. 1. Зависимость относительных отборов газа от давления

На следующем этапе проводится серия из четырех-шести опытов дифференциальной конденсации по намеченным ступеням снижения давления. При этом после снижения давления до намеченного и установления термобарического равновесия проводится замер количества выпавшего в бомбе PVT конденсата, производится его выпуск, разгазирование, а также определение составов газа дегазации и дегазированного конденсата. Для снижения давления до следующей ступени в бомбу «загружается» начальная пластовая система и опыт повторяется. По результатам серии опытов строится зависимость от пластового давления пластовых потерь УВ C_{5+} (рис. 2), а также доли «сухого» газа в выпавшем в пласте конденсате (рис. 3), которая складывается из доли «сухого» газа в газе дегазации и дегазированном конденсате.

Как говорилось выше, рассмотренная методика прогнозирования ГКХ относится к условиям, когда газоконденсатная залежь находится при начальных термобарических условиях, т.е. когда пластовое давление выше давления начала конденсации. Теперь рассмотрим модификацию уравнения материального баланса при условии снижения давления в залежи ниже давления начала конденсации.

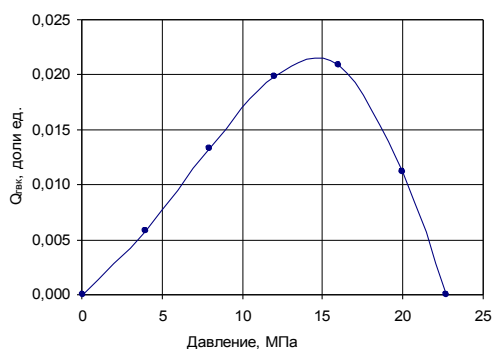


Рис. 2. Зависимость доли «сухого» в выпавшем конденсате газа от давления

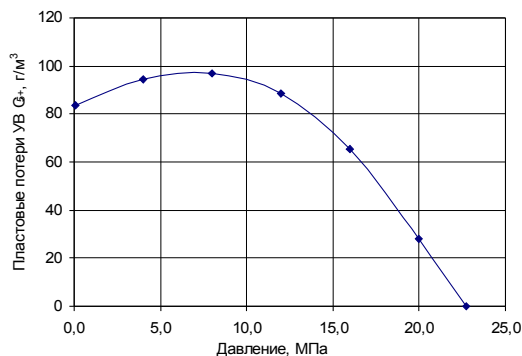


Рис. 3. Зависимость пластовых потерь УВ C₅₊ от давления

Допустим, что известна начальная априорная информация о пластовом газоконденсатном флюиде, то есть известны состав и содержание УВ C₅₊ при начальных пластовых термобарических условиях. Решается задача прогнозирования ГКХ при условии, что давление в залежи заметно снизилось ниже давления начала конденсации. Подобные задачи, в частности, возникают при несоответствии прогнозных и фактических показателей добычи конденсата на стадии промышленной разработки месторождения.

Рассмотрим уравнение материального баланса (2) в частном случае. Так, фазу разработки разделим на два этапа: первый этап – от начального до текущего давления в залежи, второй этап – от текущего давления до давления p , на которое будет составляться материальный баланс. Перепишем уравнение (2) в следующем виде:

$$M_0 = M_{\text{доб}}^I + M_{\text{доб}}^{II} + M_{\text{кзф}} + M_{\text{вып}}^I + M_{\text{вып}}^{II}, \quad (13)$$

где $M_{\text{доб}}^I$ – масса добытого конденсата на первом этапе разработки при давлениях от p_n до p_m ; $M_{\text{доб}}^{II}$ – масса добытого конденсата на втором этапе разработки при давлениях от p_m до p ; $M_{\text{кзф}}$ – масса конденсата, оставшаяся в газовой фазе при давлении p ; $M_{\text{вып}}^I$ – масса выпавшего в пласте конденсата при снижении давления от p_n до p_m ; $M_{\text{вып}}^{II}$ – масса выпавшего в пласте конденсата при снижении давления от p_m до p .

Распишем каждый компонент уравнения (13). Итак, масса добытого конденсата на первом этапе разработки при снижении давления от p_n до p_m складывается из суммы объемов добытого газа в указанный период разработки, которая умножается на текущее содержание УВ C₅₊. Если это представить в интегральной форме, тогда

$$M_{\text{доб}}^I = \int_{p_m}^{p_n} q(p) dQ_{\text{доб}}(p). \quad (14)$$

Так как содержание конденсата в пластовом газе на начальном этапе разработки меняется линейно, данный интеграл можно заменить следующим выражением:

$$M_{\text{доб}}^I = Q_{\text{доб}}^{(p_n - p_m)} q_{\text{ср}}^{(p_n - p_m)}, \quad (15)$$

где $Q_{\text{доб}}^{(p_n - p_m)}$ – количество «сухого» газа, добытого на первом этапе разработки; $q_{\text{ср}}^{(p_n - p_m)}$ – среднее содержание конденсата в пластовом газе из расчета на 1 м³ «сухого» газа, которое находится по формуле

$$q_{\text{ср}}^{(p_n - p_m)} = \frac{q_n + q_m}{2}, \quad (16)$$

где q_n – начальное содержание конденсата в пластовом газе; q_m – текущее содержание конденсата в пластовом газе, определенное по результатам газоконденсатных исследований.

Масса конденсата, добытого на втором этапе разработки, масса конденсата, оставшегося в пласте в газовой фазе, а также масса конденсата, выпавшего в пласте при снижении давления от p_m до p , определяется аналогично формулам (4)-(6):

$$M_{\text{доб}}^{II} = \int_{p+dp}^{p_m} q(p) dQ_{\text{доб}}^{(p_n - p)}(p); \quad (17)$$

$$M_{\text{кзф}} = \left[1 - Q_{\text{доб}}^{(p_n - p)}(p) - Q_{\text{звк}}^{(p_n - p_m)}(p) - Q_{\text{звк}}^{(p_m - p)}(p) \right] q(p); \quad (18)$$

$$M_{\text{вып}}^{II} = q_{\text{ном}}^{(p_m - p)}(p). \quad (19)$$

Массу конденсата, выпавшего в пласте при снижении давления от p_n до p_m , будем находить, основываясь на следующих соображениях. В нашем случае известно, сколько конденсата было добыто за первый этап разработки (14), сколько должно было быть добыто ($M_{\text{доб.д}}^I$), учитывая, что процесса конденсации в залежи при снижении давления не происходит, а также учитывая, сколько на текущее давление конденсата в пласте:

$$M_{\text{доб.д}}^I = \bar{Q}_{\text{доб}}^{(p_n - p_m)} q_0. \quad (20)$$

Поэтому масса оставшегося в пласте конденсата будет выражаться:

$$M_{\text{вып}}^I = M_{\text{доб.д}}^I - M_{\text{тек}}^{p_m} - M_{\text{доб}}^I = Q_{\text{доб}}^{(p_n - p_m)} (q_0 - q_{\text{ср}}^{(p_n - p_m)}) - (1 - Q_{\text{доб}}^{(p_n - p_m)}) q_m. \quad (21)$$

Перепишем уравнение в целом:

$$\begin{aligned} q_0 = & Q_{\text{доб}}^{(p_n - p_m)} q_{\text{ср}}^{(p_n - p_m)} \int_{p+dp}^{p_m} q(p) dQ_{\text{доб}}^{(p_m - p)}(p) + \\ & + \left[1 - Q_{\text{доб}}^{(p_n - p)}(p) - Q_{\text{звк}}^{(p_n - p_m)}(p) - Q_{\text{звк}}^{(p_m - p)}(p) \right] q(p) + \\ & + Q_{\text{доб}}^{(p_n - p_m)} (q_0 - q_{\text{ср}}^{(p_n - p_m)}) - (1 - Q_{\text{доб}}^{(p_n - p_m)}) q_m + q_{\text{ном}}^{(p_m - p)}(p) + q_{\text{ном}}^{(p_m - p)}(p). \end{aligned} \quad (22)$$

Введем константу

$$A = q_0 - Q_{\text{доб}}^{(p_n - p_m)} q_{\text{ср}}^{(p_n - p_m)} \left[Q_{\text{доб}}^{(p_n - p_m)} (q_0 - q_{\text{ср}}^{(p_n - p_m)}) - (1 - Q_{\text{доб}}^{(p_n - p_m)}) q_m \right]. \quad (23)$$

Итак, окончательная формула прогноза содержания конденсата имеет вид:

$$q(p) = \frac{A - \int_{p+dp}^{p_m} q(p) Q_{\text{доб}}^{(p_m-p)}(p) - q_{\text{non}}^{(p_m-p)}(p) - q_{\text{ном}}^{(p_m-p)}(p)}{\left[1 - Q_{\text{доб}}^{(p_m-p)}(p) - Q_{\text{звк}}^{(p_n-p_m)}(p) - Q_{\text{звк}}^{(p_m-p)}(p)\right]}, \quad (24)$$

Формула (24) представляет собой общее решение уравнения материального баланса. Легко показать, что при текущем давлении, равном начальному, т.е. когда исследования проводятся на начальной стадии разработки месторождения и пластовое давление равно давлению начала конденсации, формула (24) трансформируется в формулу (11).

Адаптация предложенной методики прогнозирования проводилась по результатам экспериментальных исследований газоконденсатной смеси (ГКС) известного состава (табл. 1) с содержанием конденсата в пластовом газе 195,8 г/м³.

Таблица 1. Компонентный состав ГКС

Молярный состав ГКС, %										Содержание УВ C ₅₊ в пластовом газе, г/м ³
C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	C ₄	iC ₅	C ₅	C ₆₊	N ₂	CO ₂	
84,26	5,02	3,59	0,88	0,94	0,30	0,19	0,16	4,02	0,64	195,8

После «загрузки» смеси в камеру pVT и приведения ее к пластовым термобарическим условиям ($p_{nl} = 22,70$ МПа, $t_{nl} = 82$ °C) на первом этапе (опыт № 1) были выполнены эксперименты для определения зависимостей относительных отборов и пластовых потерь от давления. По уравнению (11) был рассчитан прогноз потенциального содержания УВ C₅₊ в пластовом газе.

Затем после «загрузки» первоначальной смеси в камеру pVT и приведения ее к начальным термобарическим условиям давление в бомбе было снижено до 20 МПа, а выпавший конденсат был удален из бомбы pVT. По результатам опыта одноступенчатой сепарации было определено текущее содержание конденсата в пластовом газе, которое составило 165 г/м³. Этот процесс смоделировал газоконденсатные исследования, выполненные на текущей стадии разработки месторождения.

Вторая серия экспериментов по дифференциальной конденсации (опыт № 2) выполнялась на основе ГКС с содержанием конденсата 165 г/м³. На основе полученных данных были рассчитаны прогнозные зависимости содержания конденсата в пластовом газе по формулам (11) и (24). Полученные данные, приведенные в табл. 2, 3 и на рис. 4, 5, показали, что результаты прогнозирования содержания УВ C₅₊ в пластовом газе в условиях снижения давления ниже давления начала

конденсации имеют хорошую сопоставимость с результатами, полученными на начальной стадии, когда пластовое давление идентично давлению начала конденсации.

Таблица 2. Результаты экспериментальных исследований (опыт № 1)

Показатель	Значение показателя						
	Пластовое давление, МПа	22,70	17,4 1	12,86	8,64	4,52	2,37
Пластовые потери УВ C ₅₊ , г/м ³	0,00	53,4 1	84,94	96,28	95,26	91,33	83,8 1
Содержание УВ C ₅₊ в пластовом газе, г/м ³	196,0	141, 1	96,1	73,2	77,9	104,9	185, 0

Таблица 3. Результаты экспериментальных исследований (опыт № 2)

Показатель	Значение показателя					
	Пластовое давление, МПа	20,0	16,0	12,0	8,0	4,0
Пластовые потери УВ C ₅₊ , г/м ³	0,00	37,48	60,70	68,88	66,65	55,93
Содержание УВ C ₅₊ в пластовом газе, г/м ³	165,0	119,2	90,6	73,4	85,1	163,0

Таким образом, предложенный математический аппарат позволяет с достаточной степенью точности проводить прогнозные расчеты с учетом информации, полученной при проведении PVT-исследований проб, отобранных на текущей стадии разработки месторождения. Однако, как и каждая прогнозная зависимость, предложенная методическая основа требует своего подтверждения по результатам фактических исследований скважин разрабатываемых месторождений, а также постановки специальных экспериментов по изучению фазового поведения пластовых газоконденсатных систем с различным содержанием конденсата при снижении давления в залежи, а также оценки влияния различных факторов на полученные результаты.

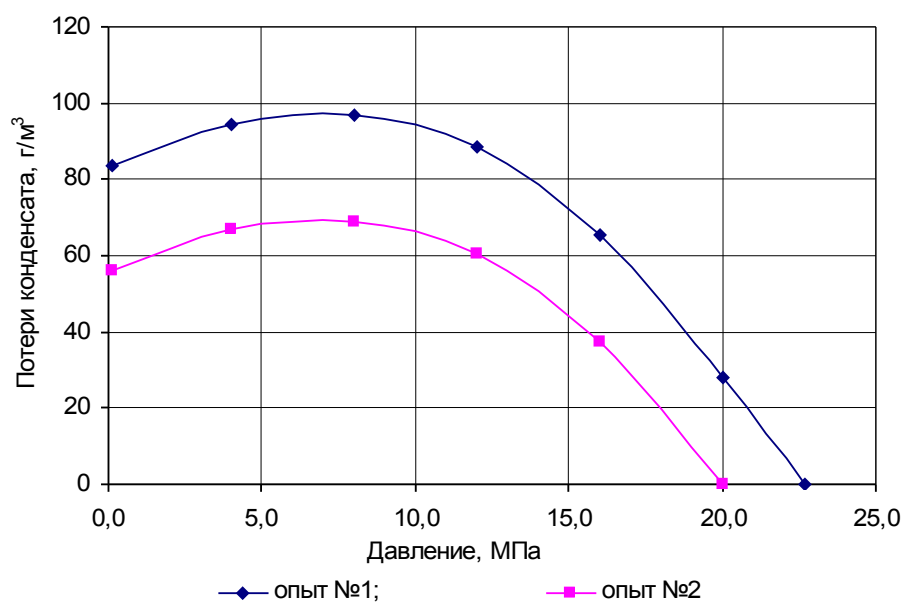


Рис. 4. Пластовые потери конденсата по результатам двух опытов

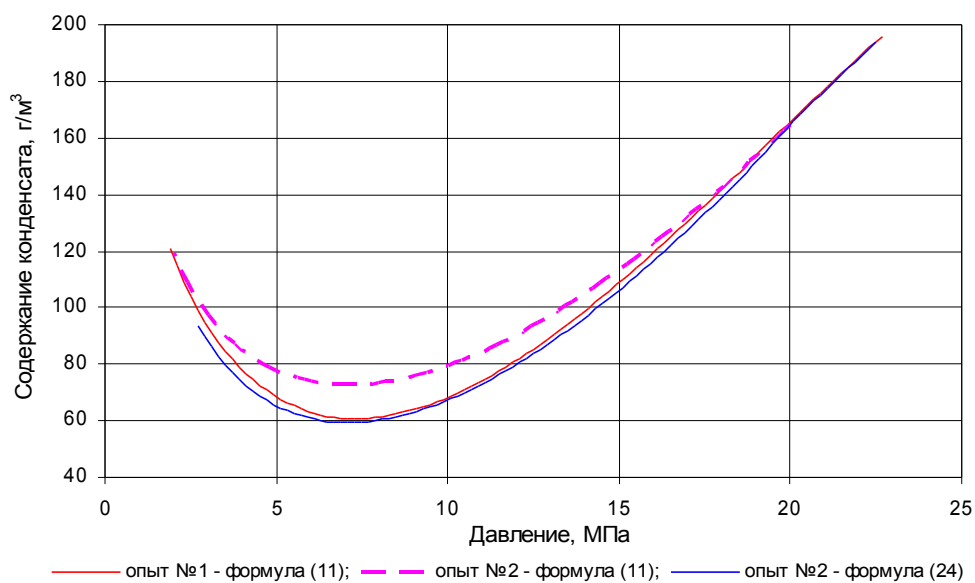


Рис. 5. Прогнозные зависимости содержания конденсата в пластовом газе

Литература

1. Долгушин Н.В., Корчажкин Ю.М., Подюк В.Г., Сагитова Д.З. Исследование природных газоконденсатных систем. Ухта: Севернипигаз, 1997. 179 с.
2. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / под ред. Зотова Г.А., Алиева З.С. М.: Недра, 1980. 301 с.
3. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995. 523 с.
4. Долгушин Н.В., Подюк В.Г., Тер-Саркисов Р.М. Системный подход к изучению газоконденсатной характеристики месторождений // Проблемы разработки сложных нефтегазоконденсатных месторождений Тимано-Печорской провинции: сб. науч. тр. Севернипигаз. Ухта, 1996. С. 128-143.
5. Смирнов В.В., Волков А.Н., Ханукаев С.Д. Методы прогнозирования изменения содержания конденсата в пластовом газе при моделировании разработки месторождения на установке рVT // Научные проблемы и перспективы нефтегазовой отрасли в Северо-Западном регионе России: научн. техн. сб. В 4 ч. Ч. 2. Разработка и эксплуатация месторождений. Комплексные исследования пластов и скважин. Ухта: Филиал ООО «ВНИИГАЗ» - Севернипигаз», 2005. С. 125-143.
6. Гриценко А.И., Гриценко И.А., Юшкин В.В., Островская Т.Д. Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем. М.: Недра, 1995. 432 с.

PREDICTING GAS-CONDENSATE CHARACTERISTIC OF THE FIELD WHEN RESERVIOR PRESSURE IS BELOW DEW POINT PRESSURE

S.A. Zanochuyev¹, D.R. Krayn²

«Gazprom VNIIGAZ» LTD,

Razvilka, Leninsky Rayon, Moskovskaya oblast, Russia

e-mail: ¹s_zanochuev@vniigaz.gazprom.ru, ²d_krain@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. *A reliable prediction of condensate production is an urgent problem of control for the development of gas-condensate fields. Especially it is important when design and actual data of liquid hydrocarbon production mismatch. The paper deals with a new integral form of material-balance equation for condensate, and it also discusses a method of predicting gas-condensate characteristic of the field when reservoir pressure is below dew point pressure. The proposed approach was verified using the data from PVT-analysis of actual gas-condensate fluid.*

Keywords: *dew point pressure, gas-condensate characteristic, material-balance equation for condensate, PVT-analysis*

References

1. Dolgushin N.V., Korchazhkin Yu.M., Podyuk V.G., Sagitova D.Z. Issledovanie prirodnykh gazokondensatnykh sistem (Study of natural gas condensate systems). Ukhta: Severnipigaz, 1997. 179 p.
2. Instruksiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh plastov i skvazhin (Directions for the complex investigation of gas and gas-condensate formations and wells). Ed. by. G.A. Zotov and Z.S. Aliev. Moscow: Nedra, 1980. 301 p.
3. Gritsenko A.I., Aliev Z.S., Ermilov O.M., Remizov V.V., Zotov G.A. Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin (Well testing manual). Moscow: Nauka, 1995. 523 p.
4. Dolgushin N.V., Podyuk V.G., Ter-Sarkisov R.M. Sistemnyi podkhod k izucheniyu gazokondensatnoi kharakteristiki mestorozhdenii (System approach to the study of gas-condensate field's characteristics) in *Problemy razrabotki slozhnykh neftegazokondensatnykh mestorozhdenii Timano-Pechorskoi provintsii: sb. nauch. tr. Severnipigaza (Problems of development of complex oil and gas fields in Timan-Pechora province: Proceedings of Severnipigaz)*. Ukhta, 1996. pp. 128-143.
5. Smirnov V.V., Volkov A.N., Khanukaev S.D. Metody prognozirovaniya izmeneniya soderzhaniya kondensata v plastovom gaze pri modelirovanii razrabotki mestorozhdeniya na ustanovke PVT (Methods for predicting changes in the content of condensate in a gas reservoir in the simulation of field development at the PVT-facility) in *Nauchnye problemy i perspektivy neftegazovoi otrasli v Severo-Zapadnom regione Rossii: nauchn. tekhn. sb. V 4 chastyah. Ch. 2. Razrabotka i ekspluatatsiya mestorozhdenii. Kompleksnyye issledovaniya plastov i skvazhin (Scientific problems and prospects of oil and gas industry in the Northwest region of Russia. In 4 parts. Part 2. Field*

development. Integrated studies of reservoirs and wells). Ukhta: Severnigaz, 2005. pp. 125-143.

6. Gritsenko A.I., Gritsenko I.A., Yushkin V.V., Ostrovskaya T.D. Nauchnye osnovy prognoza fazovogo povedeniya plastovykh gazokondensatnykh sistem (Scientific fundamentals prediction of phase behavior of reservoir gas condensate systems). Moscow: Nedra, 1995. 432 p.