

ПРОГНОЗ ПЛАСТОВЫХ ПОТЕРЬ УГЛЕВОДОРОДОВ В УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Краснова Е.И., Саранча А.В.

ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», г. Тюмень, Российская Федерация, (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: sarantcha@mail.ru

В настоящее время нефтегазопромысловая практика разработки газоконденсатных залежей Уренгойского, Ямбургского и других нефтегазоконденсатных месторождений Крайнего Севера свидетельствует, что фактическое содержание конденсата в добываемом газе, при истощении пластовой энергии, как правило, ниже, чем полученное при PVT-экспериментах, что влечет за собой ошибки при планировании добычи конденсата, обустройства промысла, а также коэффициентов его извлечения. Основная цель написания данной статьи - описание фазовых процессов многокомпонентной газоконденсатной системы Ханчейского месторождения. На основании полученных результатов экспериментальных PVT-исследований пластовой газоконденсатной системы месторождения были построены прогнозные кривые пластовых потерь конденсата. В статье рассмотрена методика корректного прогнозирования пластовых потерь конденсата основанная на реальных данных, полученных при проведении газоконденсатных исследований.

Ключевые слова: способ дифференциальной конденсации углеводородов, PVT-исследования

PREDICTION OF RESERVOIR LOSSES OF HYDROCARBONS IN TERMS OF THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS CONDENSATE FIELDS

Krasnova E.I., Sarsncha A.V.

Federal state budget higher professional educational institution "Tyumen State Oil and Gas University", Tyumen, Russian Federation (625000, Tyumen, Volodarskogo street. 38), e-mail: sarantcha@mail.ru

Currently, oil and gas practice of development of gas condensate deposits of the Urengoy, Yamburg and other oil and gas condensate fields of the Far North shows that the actual content of the condensate in the recovered gas, with the depletion of the reservoir of energy, typically lower than that obtained from PVT experiments, which leads to errors when planning the production of condensate, development of fisheries and coefficients of extraction. The main purpose of writing this article is the description of the phase of multi-gas condensate system Khancheykoye fields. On the basis of the obtained experimental PVT-studies of reservoir gas condensate system deposits were built predictive curves of formation losses of condensate. In article the technique of correct prediction of reservoir losses of condensate based on real data obtained during the gas condensate research.

Keywords: methods of differential condensation of hydrocarbons, PVT-research

Разработка нефтегазоконденсатных месторождений обуславливается возможностью проявления изотермической конденсации в процессе снижения пластового давления, предопределяющая потери конденсата в залежи. Для эффективной выработки запасов углеводородов необходимо прогнозирование пластовых потерь в ходе разработки эксплуатационного объекта. Определяются потери углеводородов по результатам экспериментальных исследований пластовой многокомпонентной системы на PVT-установке, без учета пористой среды [1, 3].

Эксперименты выполняются на рекомбинированных сепарационных пробах, составленных с учетом замеренного на месторождении конденсатогазового фактора (КГФ). При прогнозировании разработки месторождения на основании полученных экспериментальных данных создаются расчетные модели, с помощью которых определяют пластовые потери углеводородов в залежи, их суммарную добычу и коэффициенты извлечения

конденсата. Применяя способом дифференциальной конденсации моделируется процесс разработки залежи углеводородов на истощение, где определяются пластовые потери конденсата на весь период разработки месторождения. Полученные экспериментальные параметры являются исходными данными для адаптации прогнозных моделей при проектировании и контроле за разработкой месторождения [2, 5].

Прогнозирование фазовых процессов многокомпонентной газоконденсатной системы было выполнено на примере скважины номер №831 Ханчейского месторождения. Термодинамические исследования осуществляли на *PVT*-установке высокого давления при следующих начальных термобарических условиях, которые приведены в таблице 1.

Таблица 1

Термобарические показатели газоконденсатной системы Ханчейского месторождения

Номер скважины	Начальное пластовое давление, МПа	Пластовая температура, $T_{пл}^{\circ C}$	Конденсато-газовый фактор, $см^3/м^3$	Плотность конденсата, $г/см^3$	Молекулярная масса конденсата
812	25.67	75.55	645.4	0.7316	115

На основании полученных результатов экспериментальных *PVT*-исследований фазовых переходов пластовой газоконденсатной системы скважины № 831 Ханчейского нефтегазоконденсатного месторождения были построены кривые пластовых потерь конденсата, которые изображены на рисунке 1.

На основании экспериментальных *PVT*-данных полученных методом дифференциальной конденсации можно сделать вывод что, при разработке месторождения на истощение пластовой энергии прогнозный коэффициент извлечения конденсата составит 0,59 а, при контактно-дифференциальном методе прогнозный коэффициент извлечения конденсата составит – 0,51. Таким образом, увеличение пластовых потерь конденсата при неравномерной разработке залежи коэффициент извлечения углеводородов снижается до 14,5% [4].

Изучение флюидотермодинамической характеристики углеводородной смеси для прогноза пластовых потерь конденсата, на начальной стадии разработки месторождения, как правило, по различным причинам не выполняется. Поэтому необходимо моделирование исходной газоконденсатной системы при начальном пластовом давлении и температуре. Затем созданную рекомбинированную углеводородную смесь исследуют при начальных пластовых условиях. Для ускорения прогнозирования параметров, а также расчет баланса добычи конденсата проводят на основании расчетных моделей.

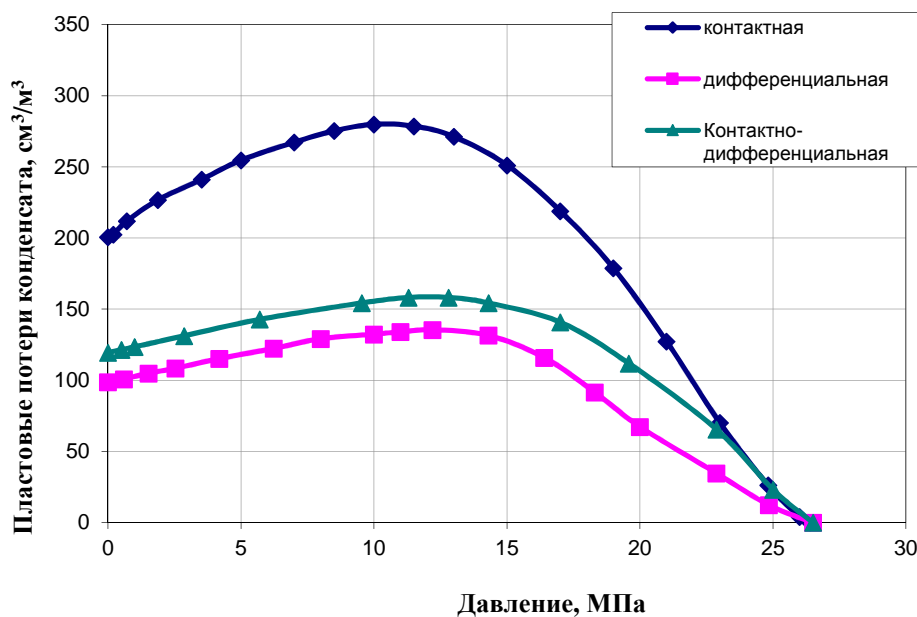


Рис. 1. Прогнозные кривые пластовых потерь конденсата многокомпонентной углеводородной системы

О.Ф. Худяковым разработан методический подход для определения суммарно добытого конденсата в условиях разработки газоконденсатных объектов на естественном режиме истощения пластовой энергии, который рассчитывается по формуле:

$$q_{\Sigma_{dk}}^m = q_{к.нз}^o \frac{m}{n} - \frac{q_{pk}^m}{2n - 2m + 1} - \sum_{m=2}^m \frac{4q_{pk}^{m-1}}{[2n - (2i - 3)] \cdot [2n - (2i - 1)]} \quad (1)$$

где, $q_{к.пг}^m$ – содержание конденсата в пластовом газе в конце m -го этапа;

$q_{к.пг}^n$ – начальное содержание конденсата;

m – текущий этап снижения давления в залежи;

n – число этапов снижения давления;

q_{pk}^m – потери конденсата в конце m -го периода разработки.

При прогнозе добычи конденсата в процессе разработки месторождения необходимо вводить возможные коррективы в исходные значения. Данная расчетная оптимизационная задача была выполнена специалистами ООО «Газпром ВНИИГаз» С.А. Заночуевым и Д.Р. Крайном для условий Печорокожвинского месторождения, расположенного в Республике Коми. Методика корректного прогнозирования пластовых потерь конденсата основана на реальных данных, полученных при проведении газоконденсатных исследований скважин. Методика оптимизации управляющих параметров, осуществляет корректировку прогнозных показателей добычи конденсата. По данной методике выполним прогноз пластовых потерь конденсата для условий Ханчейского месторождения. Прогнозирование изменения количества конденсата в пластовом газе при текущем пластовом давлении определяют по формуле:

$$V_o = V_{\text{доб}} + V_{\text{ост}}, \quad (2)$$

где $V_{\text{доб}}$ – объем добытого конденсата.

Объем выпавшего в залежи конденсата $V_{\text{ост}}$ – это объем конденсата, находящегося в газовой фазе ($V_{\text{кзф}}$) и оставшегося при снижении давления в залежи ($V_{\text{вып}}$), т.е.

$$V_o = V_{\text{доб}} + V_{\text{кзф}} + V_{\text{вып}}. \quad (3)$$

Общий объем конденсата определяют следующим образом,

$$V_o = Q_{\text{сух.г.}} * q_0, \quad (4)$$

где $Q_{\text{сух.г.}}$ – количество сухого газа в пласте, м³;

q_0 – начальное содержание конденсата в пластовом газе, г/м³.

Объем добытого конденсата ($V_{\text{доб}}$) представляет собой произведение объема добываемого газа и текущего содержания конденсата при снижении давления от P_n до P на n этапов с равными отборами газа $\Delta Q_{\text{доб}}$ т.е.

$$V_{\text{доб}} = \sum_{i=1}^n q_i \Delta Q_{\text{доб}}. \quad (5)$$

Выражение (4) в интегральной форме, представляет:

$$V_{\text{доб}} = \int_{p+dp}^{P_n} q(p) dQ_{\text{доб}}(p). \quad (6)$$

Объем конденсата, оставшегося в пласте в газовой фазе ($V_{\text{кзф}}$), – это произведение количества газа, оставшегося в пласте, на текущее содержание конденсата в пластовом газе, поэтому

$$V_{\text{кзф}} = [Q_z - Q_{\text{доб}}(p) - Q_{\text{звк}}(p)]q(p), \quad (7)$$

где $Q_{\text{звк}}(p)$ – доля газа, оставшаяся в выпавшем в пласте конденсате.

Объем конденсата, выпавшего в пласте ($V_{\text{вып}}$), определяют

$$V_{\text{вып}} = q_{\text{пот}}(p), \quad (8)$$

где $q_{\text{пот}}(p)$ – зависимость пластовых потерь от давления (стабильного конденсата), г/м³.

Уравнение материального баланса конденсата (3) для случая снижения давления в пласте с P_n до P :

$$V_0 = \int_{p+dp}^{p_n} q(p) dQ_{доб}(p) + [Q_{сух.г.} - Q_{доб}(p) - Q_{звк}(p)] q(p) + q_{ном}(p). \quad (9)$$

Все расчеты проводятся относительно объема газа в залежи, например:

$$\bar{Q}_{доб} = \frac{Q_{доб}}{Q_{сух.г.}}. \quad (10)$$

Формула материального баланса в интегральной форме при переходе к относительным отборам газа имеет вид

$$V_0 = \int_{p+dp}^{p_n} q(p) d\bar{Q}_{доб}(p) + \left[1 - \bar{Q}_{доб}(p) - \bar{Q}_{звк}(p) \right] q(p) + q_{ном}(p), \quad (11)$$

где q_0 – начальное содержание конденсата в пластовом газе из расчета на 1 м³ «сухого» газа;

$\bar{Q}_{доб}(p)$ – относительное количество добытого газа;

$q(p)$ – текущее содержание конденсата в пластовом газе;

$\bar{Q}_{звк}(p)$ – доля газа в выпавшем конденсате в залежи;

$q_{ном}(p)$ – пластовые потери.

Формулу для прогнозирования, получив решая уравнение (11) относительно неизвестного текущего содержания конденсата в пластовом газе:

$$q(p) = \frac{q_0 - \int_{p+dp}^{p_n} q(p) d\bar{Q}_{доб}(p) - q_{ном}(p)}{\left[1 - \bar{Q}_{доб}(p) - \bar{Q}_{звк}(p) \right]}, \quad (12)$$

За критерий оптимальности принимается величина абсолютного или относительного расхождения фактических и полученных в результате решения задачи значений динамических функций. При исследовании для реализации уравнения (12) главной задачей является поиск зависимостей $\bar{Q}_{доб}(p)$, $q_{ном}(p)$ и $\bar{Q}_{звк}(p)$ от изменения текущего пластового давления в залежи. В данном случае поиск оптимизационного решения выполнен по следующей формуле:

$$J = \sum m_i (q_{расч}^{p(i)} - q_{факт}^{p(i)})^2 \rightarrow \min, \quad (13)$$

где $q_{расч}^{p(i)}$ – расчетное (12) содержание конденсата в пластовом газе;

$q_{факт}^{p(i)}$ – фактическое содержание конденсата в пластовом газе.

Искомые параметрами управления для задачи восстановления начальной газоконденсатной системы рассчитывают коэффициенты в полиномиальном уравнении, описывающем пластовые потери конденсата. Исходя из вводимых допущений, задача идентификации определяется, следующей системой уравнений:

$$\begin{cases} \frac{\partial J}{\partial A} = \frac{\partial [\sum m_i (q_{расч}^{p(i)} - q_{факт}^{p(i)})^2]}{\partial A} = 0 \\ \frac{\partial J}{\partial B} = \frac{\partial [\sum m_i (q_{расч}^{p(i)} - q_{факт}^{p(i)})^2]}{\partial B} = 0 \\ \frac{\partial J}{\partial C} = \frac{\partial [\sum m_i (q_{расч}^{p(i)} - q_{факт}^{p(i)})^2]}{\partial C} = 0 \\ Ap_{нк}^3 - Bp_{нк}^3 + Cp_{нк} + D = 0 \end{cases} \quad (14)$$

$$\text{где } q_{расч}^{p(i)} = q(p) = \frac{q_0 - \int_{p+dp}^{p_n} q(p)qQ_{доб}(p) - (Ap^3 + Bp^2 + Cp + D)}{(1 - Q_{доб}(p))} \quad (15)$$

Оптимизационная функция решается с применением линейного программирования. Данные экспериментальных PVT-исследований показывают, что пластовые потери углеводородов достаточно точно описываются полиномом третьей степени. На основании полученных расчетных и экспериментальных PVT-данных построена зависимость пластовых потерь конденсата от изменения давления, приведенная на рисунке 2.

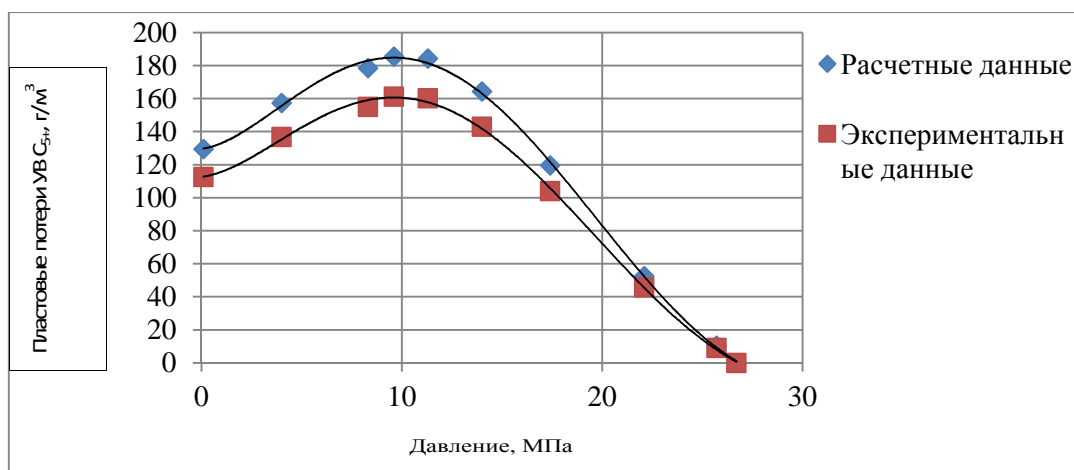


Рис. 2. Графическая зависимость пластовых потерь углеводородов от давления для условий Ханчейского нефтегазоконденсатного месторождения

Так, предложенный метод восстановления первоначальной пластовой газоконденсатной смеси специалистами ООО «Газпром ВНИИГаз» С.А. Заночуевым и Д.Р. Крайном, основанный на решении оптимизационной задачи показал хорошую сходимость результатов и может быть использован для прогноза пластовых потерь углеводородов на разных стадиях разработки месторождения.

Список литературы

1. Краснов И.И., Михеева В.А., Матвеева М.В. Экспериментальные исследования фазового поведения многокомпонентных газоконденсатных систем // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2006. - № 2. – С. 21-26.
2. Краснова Е.И., Островская Т.Д., Краснов И.И., Радченко В.В. Геолого-технические факторы, влияющие на текущие значения коэффициента конденсатоотдачи // Академический журнал Западной Сибири. – 2012. - № 6. – С. 65-66.
3. Краснова Е.И. Влияние конденсационной воды на фазовые превращения углеводородов на всех этапах разработки // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. - № 6. – С. 44-47.
4. Краснова Е.И. Оценка влияния нефти на конденсатоотдачу в условиях разработки нефтегазоконденсатных залежей // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. - № 1. – С. 57-60.
5. Краснова Е.И. Влияние неравномерности разработки залежи на величину конденсатоотдачи // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. - № 5. – С. 36-39.
6. Краснова Е.И., Грачев С.И., Краснов И.И., Лапутина Е.С. Особенности прогнозирования РVT-свойств в процессе разработки газоконденсатных залежей // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Т. 9. - № 1. – С. 58-60.
7. Краснова Е.И., Грачев С.И. Оценка пластовых потерь конденсата при неравномерном вводе объектов в разработку. Геология, география и глобальная энергия. – 2012. - № 4 (47). – С. 016-019.
8. Кильдышев С.Н. Выделение объектов эксплуатации на многопластовом Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении / С.Н. Кильдышев, Д.А. Кубасов, А.А. Дорофеев, А.В. Саранча. Территория Нефтегаз. – 2011. - № 6. – С. 42-47.
9. Кильдышев С.Н. Концепция выделения эксплуатационных объектов на Южно-Русском многопластовом нефтегазоконденсатном месторождении / С.Н. Кильдышев, Д.А. Кубасов, А.А. Дорофеев, А.В. Саранча. Горные ведомости. – 2011. - № 7 (86). – С. 52-59.
10. Кильдышев С.Н. Подход к выделению объектов эксплуатации на многопластовом Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении / С.Н. Кильдышев, Д.А. Кубасов, А.А. Дорофеев, А.В. Саранча. Наука и ТЭК. – 2011. - № 6. – С. 27-31.
11. Саранча А.В. Низконапорный газ сеноманских залежей ЯНАО / А.В. Саранча, И.С. Саранча. Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Т. 10. - № 3 (52). – С. 146-147.

Рецензенты:

Грачев С.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень;

Леонтьев С.А., д.т.н., профессор, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень.