

Моделирование изменения компонентного состава в залежах со значительным этажом продуктивности и градиентом температуры

А.В. Яшин^{1,2*}, И.М. Индрунский^{1,2}, О.А. Лобанова¹

¹Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

²Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, Москва, Россия

В работе сопоставлены три подхода к моделированию распределения начального компонентного состава в залежах углеводородов: с учетом термодиффузии; с учетом переменной температуры, но без учета термодиффузии; под действием только гравитационных сил. Для расчета давления и компонентного состава смеси реализован алгоритм численного решения термодинамических уравнений методом Ньютона. Расчеты проведены на примере основной газоконденсатной залежи Вуктыльского месторождения с этажом газоносности 1350 м.

Результаты расчетов на основе реализованных численных алгоритмов показали, что во всех вариантах расчетов преобладающим является влияние гравитационного поля. С глубиной концентрация легких компонентов уменьшается, концентрация более тяжелых углеводородов увеличивается. Чем выше молекулярная масса компонента, тем сильнее увеличивается содержание с глубиной. Закономерно изменяются и значения начального пластового давления.

В то же время, термодиффузия оказывает существенное влияние на распределение по глубине состава и начального пластового давления. В рассматриваемом случае термодиффузия усиливает влияние гравитационного поля и приводит к выражено нелинейным зависимостям для концентраций компонентов. При поинтервальном учете изменения температуры полученное распределение состава от глубины слабо отличается от изотермического случая.

Удовлетворительного согласия результатов расчетов с оценкой распределения компонентного состава по данным эксплуатации скважин добиться не удалось ни для одного из алгоритмов. Физические механизмы, обуславливающие распределение начального состава в объеме основной залежи Вуктыльского месторождения, требуют дополнительного анализа. Ранее, несмотря на длительную историю разработки залежи, данная проблема решалась только на основе анализа промысловой информации.

Ключевые слова: углеводородная смесь, геотермальный градиент, термодиффузия, компонентный состав, начальный состав, газоконденсатная залежь, Вуктыльское месторождение

Для цитирования: Яшин А.В., Индрунский И.М., Лобанова О.А. (2018). Моделирование изменения компонентного состава в залежах со значительным этажом продуктивности и градиентом температуры. *Георесурсы*, 20(4), Ч.1, с. 336-343. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.4.336-343>

Введение

В залежах углеводородов с большим этажом продуктивности имеет место значительное изменение пластового давления и температуры по глубине. Как следствие, существенно изменяется с глубиной и начальный компонентный состав пластового флюида.

На распределение компонентов по глубине в массивных углеводородных залежах большое влияние оказывают гравитационные силы. Начальный состав флюида в таких залежах формируется таким образом, что концентрация легких компонентов уменьшается по направлению от кровли к подошве, а тяжелых – наоборот, увеличивается. Соответственно, возрастает содержание конденсата в пластовом газе, снижается газосодержание нефти.

В 1954 г. А.Ю. Намиот сделал расчеты для смесей, моделирующих нефти различного состава (Намиот, 1954). Был сделан вывод, что силы гравитации оказывают существенное влияние на составы нефтей, содержащих

значительное количество тяжелых углеводородов и растворенного газа. В залежах, состоящих преимущественно из легких углеводородов, состав незначительно изменяется по глубине. В дальнейшем математический аппарат для расчета изменения состава многокомпонентных смесей под действием силы тяжести получил широкое развитие и применение (Whitson, Belery, 1994; Брусиловский, 2002).

Метод расчета гравитационного распределения компонентного состава и давления по глубине залежи основан на предположении о термодинамическом равновесии системы в поле сил тяжести. Такое состояние системы может достигаться при неизменной температуре системы по всему объему.

В большинстве пластов температура существенно возрастает с глубиной. Обычно естественный вертикальный градиент температуры (геотермальный градиент) составляет 0.02-0.03°C/м. В таких условиях термодинамическое равновесие не достигается, и должен иметь место теплоперенос в пределах залежи по вертикали.

Многими авторами показано значительное влияние эффекта термодиффузии на распределение компонентного состава (Pedersen, Hjermestad, 2006; Belery, Da Silva, 1990;

* Ответственный автор: Антон Витальевич Яшин
E-mail: antn-yashin@yandex.ru

Whitson, Belery, 1994 и др.). Тем не менее, в отличие от влияния гравитации, нет общепринятого мнения о характере влияния данного эффекта и правильном механизме его учета для углеводородных залежей, и ряд выводов в указанных работах являются противоречивыми. Поэтому отсутствуют устоявшиеся подходы к учету влияния температурного фактора на изменение начального состава с глубиной при подсчете запасов и проектировании разработки конкретных залежей. А методические основы соответствующих опций в пакетах PVT-моделирования (Schlumberger PVTi, Roxar PVTx и др.) слабо документированы.

Одним из интересных примеров в плане оценки влияния температурного фактора является Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение. Для начальных условий в основной газоконденсатной залежи разница в давлениях в пределах продуктивных отложений составляла 4.3 МПа, в температурах – 25.65°C. Глубина залегания продуктивного пласта изменяется в интервале от 2000 м до 3350 м. Однако, несмотря на 50-летнюю историю разработки данного объекта, до настоящего момента изменение начального состава с глубиной изучено преимущественно на основе обобщения фактических данных по скважинам. Что касается математического моделирования, то сохраняется проблема задания термодинамически согласованных исходных данных для проведения расчетов на гидродинамической модели.

В данной статье авторы на примере Вуктыльского месторождения оценивают влияние термодиффузии на распределение компонентного состава в газоконденсатной залежи с большим этажом продуктивности. Полученные результаты математического моделирования сопоставляются с фактическими промысловыми данными.

Расчет изменения компонентного состава с глубиной в изотермических условиях

В изотермических равновесных условиях значения летучести i -го компонента смеси на глубинах h_1 и h_2 связаны соотношением (Брусиловский, 2002):

$$RT \ln f_i(p, \vec{y})|_{h_2} = RT \ln f_i(p, \vec{y})|_{h_1} + M_i g(h_1 - h_2); \quad i = 1, 2, \dots, N, \quad (1)$$

где f_i и M_i – соответственно летучесть и молекулярная масса i -го компонента, p – давление пласта, T – температура пласта, \vec{y} – вектор мольных долей (концентраций) компонентов в газоконденсатной смеси, g – ускорение свободного падения, R – универсальная газовая постоянная, N – число компонентов смеси.

Введем обозначение:

$$\psi_i = RT \ln f_i(p, \vec{y})|_{h_1} + M_i g(h_1 - h_2); \quad i = 1, 2, \dots, N, \quad (2)$$

Соотношение (1) соответствует балансу между изменением химического потенциала и гравитационного потенциала для каждого компонента смеси между двумя высотными отметками, в условиях термодинамического равновесия в поле силы тяжести. Для мольных концентраций компонентов также выполняется условие нормировки:

$$\sum_{i=1}^N y_i = 1. \quad (3)$$

Если компонентный состав смеси $y_1(h_1), \dots, y_N(h_1)$ и давление $p(h_1)$ на отметке h_1 известны, то состав и давление на отметке h_2 определяются из решения следующей системы $N+1$ нелинейных алгебраических уравнений:

$$\begin{cases} RT \ln f_1[p(h_2), y_1(h_2), \dots, y_N(h_2)] - \psi_1 = 0 \\ \dots \\ RT \ln f_N[p(h_2), y_1(h_2), \dots, y_N(h_2)] - \psi_N = 0 \\ \sum_{i=1}^N y_i(h_2) - 1 = 0 \end{cases} \quad (4)$$

где $p(h_2), y_1(h_2), \dots, y_N(h_2)$ – соответственно давление и компонентный состав (мольные доли компонентов) смеси на отметке h_2 .

Для эффективного решения системы (4) применяется метод Ньютона, обладающий высокой скоростью сходимости при наличии хорошего начального приближения, что достигается регулированием шага расчета по глубине (Брусиловский, 2002).

Решение методом Ньютона

Из последнего уравнения системы (4) выразим:

$$y_1 = 1 - \sum_{i=2}^N y_i(h_2) \quad (5)$$

и уменьшим ее порядок на единицу. Базовыми (итерируемыми) неизвестными являются p, y_2, \dots, y_N .

После преобразований система уравнений для расчета компонентного состава и давления смеси на глубине h_2 сводится к решению системы N трансцендентных уравнений:

$$\Phi_i(p, y_2, \dots, y_N) = RT \ln f_i[p(h_2), y_1(h_2), \dots, y_N(h_2)] - \psi_i = 0, \quad i = 1, \dots, N. \quad (6)$$

Последовательное приближение искомых значений переменных выполняется решением на каждом шаге системы уравнений $JS=F$, полученной линеаризацией уравнений системы (6). Матрица J и векторы S, F имеют вид:

$$J = \begin{pmatrix} \frac{\partial \Phi_1}{\partial p} & \frac{\partial \Phi_1}{\partial y_2} & \dots & \frac{\partial \Phi_1}{\partial y_N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial \Phi_N}{\partial p} & \frac{\partial \Phi_N}{\partial y_2} & \dots & \frac{\partial \Phi_N}{\partial y_N} \end{pmatrix}; \quad S = \begin{pmatrix} p^{m+1} - p^m \\ y_2^{m+1} - y_2^m \\ \dots \\ y_N^{m+1} - y_N^m \end{pmatrix}; \quad (7)$$

$$F = \begin{pmatrix} -\Phi_1^m \\ -\Phi_2^m \\ \dots \\ -\Phi_N^m \end{pmatrix} \quad (7)$$

где $m = 0, 1, 2, \dots$ – номер итерации.

Составляющие матрицы J рассчитывают следующим образом:

$$\frac{\partial \Phi_i}{\partial p} = \frac{\partial \ln f_i}{\partial p}, \quad i = 1, \dots, N; \quad (8)$$

$$\frac{\partial \Phi_i}{\partial y_j} = \frac{\partial \ln f_i}{\partial y_j} - \frac{\partial \ln f_i}{\partial y_1}, \quad i = 1, \dots, N, j = 2, \dots, N. \quad (9)$$

При вычислении летучестей и их производных используется аппарат кубических уравнений состояния (Брусиловский, 2002).

В рамках приближенного подхода возможен учет в системе (4) изменения температуры с глубиной. Для этого толщину продуктивного пласта разбивают на ряд интервалов малой толщины, и внутри каждого интервала температура считается постоянной. При расчете летучестей учитывается различие температур между интервалами, но условия термодинамического равновесия (1) считаются приближенно справедливыми. Однако такой расчет пренебрегает переносом тепла и сопутствующим массопереносом компонентов вследствие термодиффузии.

Уравнение состояния

Для вычисления летучестей в данной работе применялось кубическое уравнение состояния Пенга-Робинсона:

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 3B^2)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0. \quad (10)$$

Для данного уравнения состояния коэффициенты летучести вычисляются по формуле:

$$\ln f_i = \ln(y_i p) + \frac{B_i}{B}(Z - 1) - \ln(Z - B) + \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left(\frac{B_i}{B} - \frac{2}{A} \sum_{j=1}^N y_j A_{ij} \right) \ln \left[\frac{Z + (1 + \sqrt{2})B}{Z + (1 - \sqrt{2})B} \right], \quad (11)$$

где

$$Z = \frac{pv}{RT}, \quad (12)$$

$$A = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N y_i y_j A_{ij}, \quad (13)$$

$$B = \sum_{i=1}^N y_i B_i, \quad (14)$$

$$A_{ij} = (1 - k_{ij}) \sqrt{A_i A_j}, \quad (15)$$

$$A_i = \frac{a_i p}{R^2 T^2}, \quad (16)$$

$$B_i = \frac{b_i p}{RT}, \quad (17)$$

$$a_i = 0.45724 \frac{(RT_{ci})^2}{p_{ci}} \alpha, \quad (18)$$

$$b_i = 0.07780 \frac{RT_{ci}}{p_{ci}}, \quad (19)$$

$$\alpha = (1 + m * (1 - \sqrt{T_r}))^2, \quad (20)$$

$$T_r = \frac{T}{T_{ci}}, \quad (21)$$

$$m = 0.03796 + 1.485 * w_i - 0.1644 * w_i^2 + 0.01667 * w_i^3 (w_i > 0.4), \quad (22)$$

$$m = 0.37464 + 1.54226 * w_i - 0.26992 * w_i^2 (w_i \leq 0.4), \quad (23)$$

где Z – коэффициент сверхсжимаемости; p – давление пласта; T – температура пласта; R – универсальная газовая постоянная; T_r – приведенная температура; T_{ci} – критическая

температура компонента; p_{ci} – критическое давление компонента; w_i – ацентрический фактор; y_i – доля компонента в смеси.

Термодиффузия

Температурный градиент вносит существенный вклад в изменение компонентного состава углеводородной смеси. Учет вертикального температурного градиента приводит, как правило, к более сильной зависимости начального состава от глубины, чем учет только гравитационных сил.

Влияние термодиффузии на распределение компонентов залежи описывается с помощью моделей неравновесной термодинамики. Различные подходы к учету термодиффузии были предложены такими авторами, как Belery и da Silva (Belery, Da Silva, 1990), Haase (Haase, 1990), Kempers (Kempers, 1989), Whitson (Whitson, Belery, 1994) и др.

Pedersen и Lindeloff (Pedersen, Lindeloff, 2003) предложили использовать следующие соотношения для расчета изменения компонентного состава с глубиной в пласте под действием гравитации и термодиффузии:

$$RT_2 \ln f_i(p, \vec{y})|_{h_2} = RT_1 \ln f_i(p, \vec{y})|_{h_1} + M_i g(h_1 - h_2) - M_i \left(\frac{H}{M} - \frac{\bar{H}_i}{M_i} \right) \frac{\Delta T}{T}, \quad i = 1, \dots, N, \quad (24)$$

где \bar{H}_i – абсолютная парциальная мольная энтальпия компонента i , H – абсолютная мольная энтальпия смеси, M – средняя молекулярная масса смеси, ΔT – разница в температуре между глубинами h_2 и h_1 , T_1 – температура на отметке h_1 , T_2 – температура на отметке h_2 . Соотношение (24) соответствует неравновесному стационарному состоянию системы в гравитационном и геотермальном поле.

Авторы работы (Pedersen, Lindeloff, 2003) предположили, что изменение компонентного состава в стационарных условиях под действием температурного градиента определяется удельной энтальпией каждого компонента. Компоненты с более высокой энтальпией, чем средняя для смеси, будут тяготеть к более теплой зоне. При типичных пластовых условиях высокомолекулярные компоненты будут иметь более высокую удельную энтальпию, чем низкомолекулярные. Это соответствует фактическим наблюдениям, показывающим, что изменение компонентного состава с глубиной в залежах с положительным вертикальным градиентом температуры выше, чем распределение состава только под действием сил гравитации.

Парциальная мольная энтальпия компонента i в смеси при температуре T может быть представлена выражением:

$$\bar{H}_i(T) = H_{i0}^{ig} + (H_i^{ig}(T) - H_{i0}^{ig}) + \bar{H}_i^{res}, \quad (25)$$

где $H_i^{ig}(T)$ и H_{i0}^{ig} – парциальная мольная энтальпия компонента i в идеально-газовом состоянии при температурах T и 273.15 К соответственно, \bar{H}_i^{res} – парциальная остаточная мольная энтальпия:

$$\bar{H}_i^{res} = -RT^2 \frac{\partial \ln \phi_i}{\partial T}, \quad (26)$$

где ϕ – коэффициент летучести i -го компонента.

Энтальпию i -го компонента в идеально-газовом состоянии при температуре 273.15 К можно определить по формуле:

$$\frac{H_i^{ig}(273.15K)}{R} = -134.2 + 8.367 * M_i, \quad (27)$$

а при температуре T – из термодинамического соотношения:

$$H_i^{ig}(T) - H_i^{ig}(273.15K) = \int_{273.15K}^T C_{p,i}^{id} dT, \quad (28)$$

где теплоемкость идеального газа определяется по корреляции от температуры:

$$C_{p,i}^{id} = C_{1,i}T + C_{2,i}T^2 + C_{3,i}T^3 + C_{4,i}T^4, \quad (29)$$

где коэффициенты $C_{1,i}$ - $C_{4,i}$ табулированы для компонентов C_1 - C_5 смеси (Reid, Prausnitz, Poling, 1987). Для компонентов C_{6+} коэффициенты рассчитываются по эмпирическим формулам Кеслера-Ли (Kesler, Lee, 1976).

Вуктыльское месторождения

На основе описанной модели были проведены расчеты изменения начального состава с глубиной для основной газоконденсатной залежи Вуктыльского месторождения с большим этажом газоносности (Табл. 1-3). На рис. 1 по данным (Долгушин, 2007) представлены закономерности изменения начального содержания компонентов газоконденсатной смеси по глубине залежи. Они получены из

	Постоянная температура	Поинтервальный учет	Термодиффузия
N ₂	4.68992	4.69193	4.18694
CO ₂	0.04139	0.04135	0.04100
C ₁	71.89110	71.90820	68.45650
C ₂	8.93229	8.92625	9.25570
C ₃	3.81971	3.81585	4.12125
iC ₄	0.50947	0.50890	0.56036
nC ₄	0.92533	0.92411	1.03742
iC ₅	0.19383	0.19354	0.22240
nC ₅	0.17162	0.17134	0.19968
C ₆₊₍₁₎	2.64608	2.64113	3.38334
C ₆₊₍₂₎	3.24845	3.25410	3.75229
C ₆₊₍₃₎	2.11299	2.10898	3.10978
C ₆₊₍₄₎	0.69862	0.69576	1.37629
C ₆₊₍₅₎	0.10599	0.10547	0.25513
C ₆₊₍₆₎	0.01317	0.01305	0.04189
P	37.34190	37.32690	37.38680

Табл. 3. Расчетный компонентный состав (мольные доли компонентов в смеси) на глубине 3350 м

анализа фактических данных по скважинам, вскрывшим пласт на различных глубинных отметках. На рис. 2 показано изменение начального пластового давления и температуры по глубине залежи. Представляет интерес сопоставление зависимостей начального состава и давления от

	Постоянная температура	Поинтервальный учет	Термодиффузия
N ₂	5.45201	5.46618	6.09901
CO ₂	0.03593	0.03571	0.03625
C ₁	79.22680	79.31150	80.15020
C ₂	7.76406	7.72844	7.28671
C ₃	2.82648	2.80510	2.57673
iC ₄	0.33319	0.33012	0.30394
nC ₄	0.58375	0.57766	0.51958
iC ₅	0.10752	0.10618	0.09520
nC ₅	0.09297	0.09175	0.08075
C ₆₊₍₁₎	1.25377	1.23458	0.91920
C ₆₊₍₂₎	1.68256	1.68550	1.51376
C ₆₊₍₃₎	0.55714	0.54645	0.37851
C ₆₊₍₄₎	0.07829	0.07547	0.03763
C ₆₊₍₅₎	0.00534	0.00513	0.00244
C ₆₊₍₆₎	0.00021	0.00020	0.00011
P	33.04260	32.93150	33.02160

Табл. 1. Расчетный компонентный состав (мольные доли компонентов в смеси) на глубине 2000 м

	Постоянная температура	Поинтервальный учет	Термодиффузия
N ₂	5.28145	5.28555	5.62076
CO ₂	0.03791	0.03784	0.03805
C ₁	77.43990	77.46610	78.24030
C ₂	8.13089	8.12082	7.86716
C ₃	3.11116	3.10486	2.95724
iC ₄	0.38162	0.38069	0.36201
nC ₄	0.67508	0.67320	0.63203
iC ₅	0.12954	0.12912	0.12066
nC ₅	0.11273	0.11233	0.10392
C ₆₊₍₁₎	1.58503	1.57859	1.33152
C ₆₊₍₂₎	2.09588	2.09788	1.94260
C ₆₊₍₃₎	0.84917	0.84494	0.67343
C ₆₊₍₄₎	0.15536	0.15387	0.10148
C ₆₊₍₅₎	0.01359	0.01345	0.00838
C ₆₊₍₆₎	0.00075	0.00074	0.00047
P	34.50070	34.47140	34.50690

Табл. 2. Расчетный компонентный состав (мольные доли компонентов в смеси) на глубине 2500 м

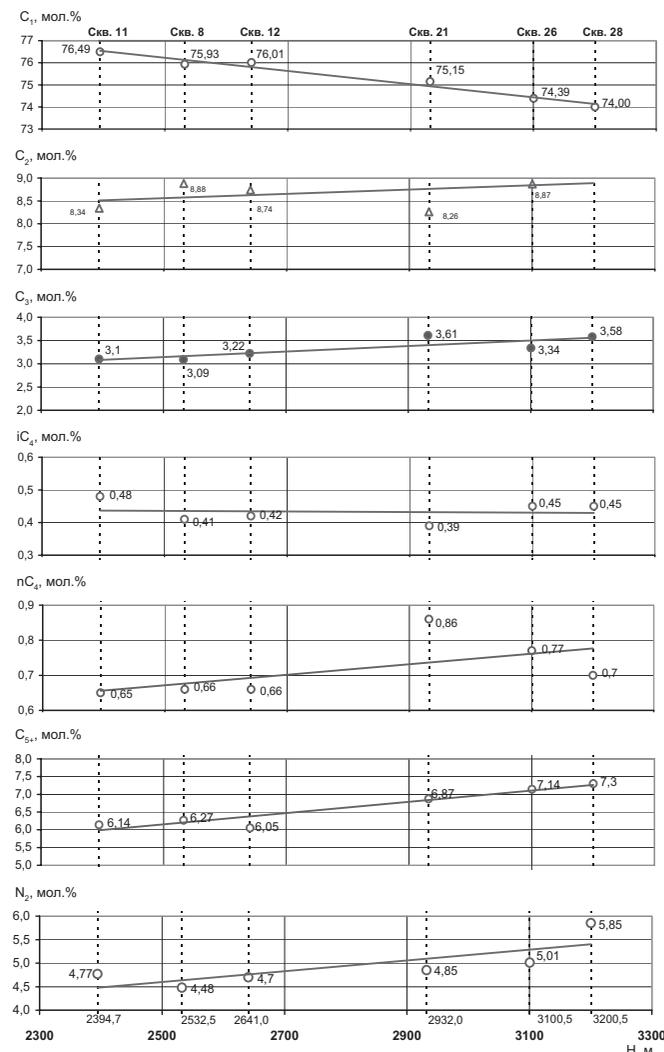


Рис. 1. Изменение содержания компонентов пластового газа C_1 , C_2 , C_3 , iC_4 , nC_4 , iC_5 , nC_5 , N_2 по разрезу залежи для начальных условий Вуктыльского месторождения (Долгушин, 2007)

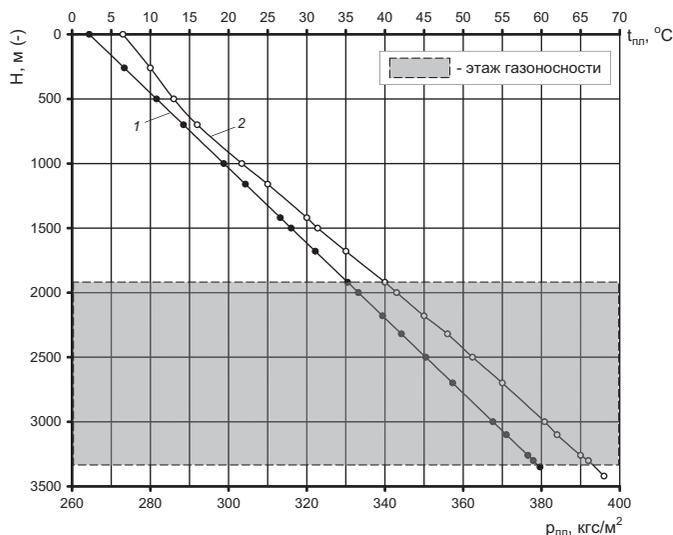


Рис. 2. Зависимость начальных значений пластового давления (1) и температуры (2) от глубины для Вуктыльского месторождения (Долгушин, 2007)

глубины по данным рис. 1-2 и получаемых по результатам математического моделирования. Последние необходимы в качестве начальных условий для проведения расчетов разработки на многокомпонентной 3D газогидродинамической модели залежи.

Модель газоконденсатной смеси принята по данным последнего проектного документа (Дополнение к проекту разработки..., 2014) и представлена углеводородными компонентами (метан, этан, пропан, бутан, пентан и шесть фракциями), а также азотом и углекислым газом (Табл. 4). На глубине 3000 м считается известным начальный состав смеси, температура пласта составляет 334 К, пластовое давление – 36.1 МПа. Геотермальный

Компоненты	Мольные доли, %	Молярная масса, кг/кмоль	P, МПа	T, К	dT, °C/м
N ₂	5.01	28.01	36.1	334	0.019
CO ₂	0.04	44.01			
C ₁	74.85	16.04			
C ₂	8.56	30.07			
C ₃	3.47	44.1			
iC ₄	0.45	58.12			
nC ₄	0.8	58.12			
iC ₅	0.16	72.15			
nC ₅	0.14	72.15			
C ₆₊₍₁₎	2.08	85.02			
C ₆₊₍₂₎	2.67	110.46			
C ₆₊₍₃₎	1.38	157.95			
C ₆₊₍₄₎	0.35	231.22			
C ₆₊₍₅₎	0.0404	338.18			
C ₆₊₍₆₎	0.0034	500			

Табл. 4. Модель газоконденсатной смеси и исходные данные на глубине 3000 м (Дополнение к проекту разработки..., 2014)

Фракции	Плотность, г/см ³	Критич. температ., Tc, К	Критич. давление, Pc, МПа	Ацентрич. фактор, ω	Доля компонента в смеси z	M, г/моль	Температура кипения, Tb, К
C6+(1)	0.664	504.9	3.060	0.2923	0.02082	85.0188	339.126
C6+(2)	0.708	570.4	2.505	-0.2581	0.02668	110.457	399.174
C6+(3)	0.750	646.6	1.941	0.3433	0.01381	157.954	474.645
C6+(4)	0.787	732.4	1.382	0.8143	0.003451	231.218	569.612
C6+(5)	0.821	818.6	0.946	1.0015	4.04·10 ⁻⁴	338.184	673.787
C6+(6)	0.854	904.8	0.645	1.2589	3.36·10 ⁻⁵	500	783.105

Табл. 5. Физические свойства фракций (Дополнение к проекту разработки..., 2014)

градиент – 0.019°C/м. Физические свойства углеводородных фракций представлены в табл. 5. От исходной глубины 3000 м требуется пересчитать давление и состав на глубины 2000 м (верхняя отметка пласта), 2500 м, 3350 м (газожидкостной контакт).

- Расчеты проводились с использованием трех методов:
- 1) гравитационный метод – соотношение (1),
 - 2) с учетом поинтервального изменения температуры, но без учета термодиффузии,
 - 3) с учетом термодиффузии – соотношение (24).

Результаты расчетов

На графиках 3-10 представлены некоторые результаты расчетов. Показаны изменения по глубине пласта начального содержания отдельных компонентов газоконденсатной смеси и давления для основной залежи Вуктыльского месторождения. Рис. 9 соответствует группе углеводородов C₅₊, то есть сумме пентанов и всех фракций C₆₊.

С глубиной концентрация легких компонентов (азота и метана) уменьшается (Рис. 3-4), а концентрация более тяжелых углеводородов, начиная с этана, увеличивается (Рис. 5-9). Чем выше молекулярная масса компонента, тем сильнее увеличивается содержание с глубиной. Закономерно изменяются и значения начального пластового давления (Рис. 10). Данные особенности связаны с влиянием гравитационного поля и являются преобладающими во всех вариантах расчетов.

Из рис. 3-10 видно, что при поинтервальном учете изменения температуры полученное распределение состава

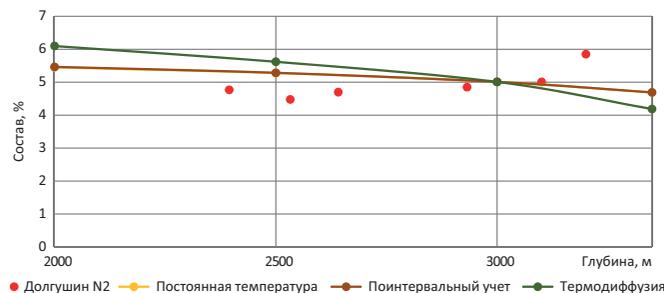


Рис. 3. Изменение содержания азота с глубиной

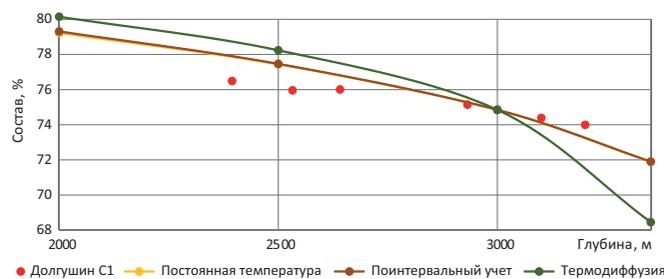


Рис. 4. Изменение содержания метана с глубиной

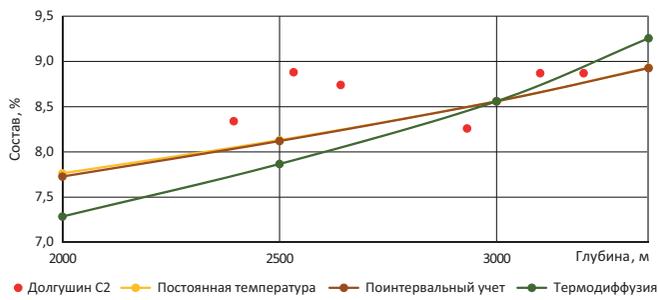


Рис. 5. Изменение содержания этана с глубиной

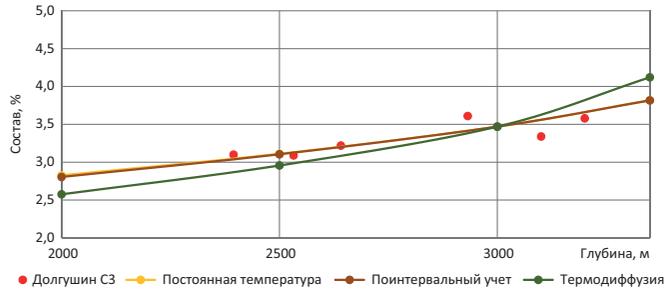


Рис. 6. Изменение содержания пропана с глубиной

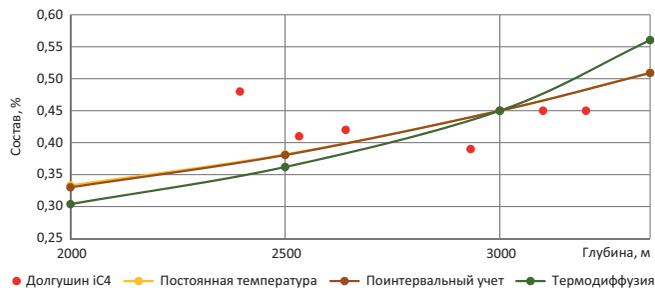


Рис. 7. Изменение содержания изобутана с глубиной

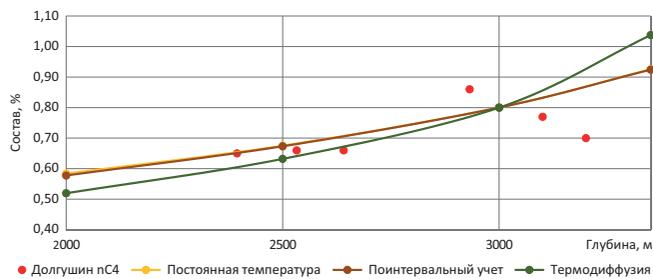


Рис. 8. Изменение содержания нормального бутана с глубиной

от глубины слабо отличается от изотермического случая. Данный результат подтверждает выводы работы (Whitson, Belery, 1994).

Также из рис. 3-10 следует, что влияние термодиффузии существенно и для рассматриваемой углеводородной системы усиливает влияние гравитационного поля. Аналогичный результат был получен в работе (Pedersen, Njermstad, 2006) для другого объекта, где было показано его соответствие фактическим данным. При этом использован тот же метод учета термодиффузии. Тем не менее, данный вывод не следует абсолютизировать, поскольку ряд других авторов указывают, что термодиффузия может снижать влияние гравитационного поля. В любом случае, характерно, что зависимости с учетом термодиффузии становятся существенно нелинейными.

Из рис. 3-6 видно, что расчетные данные по гравитационному методу распределения состава и при



Рис. 9. Изменение содержания группы компонентов C_{5+} с глубиной

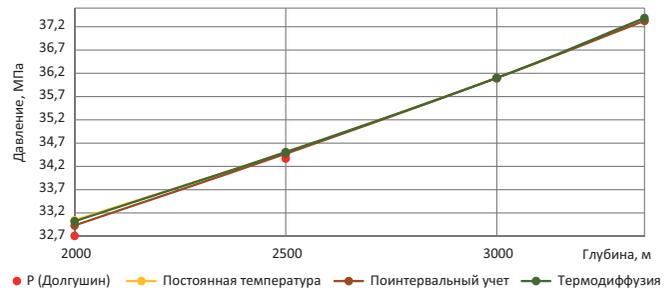


Рис. 10. Изменение начального пластового давления с глубиной

поинтервальном учете температуры недостаточно хорошо согласуются с фактическими данными, представленными в диссертации Н.В. Долгушина (Долгушин, 2007). Учет эффекта термодиффузии также не дает удовлетворительного приближения, а по ряду компонентов усиливает наблюдаемое отклонение.

Таким образом, физические механизмы, обуславливающие начальное распределение компонентного состава с глубиной для Вуктыльского месторождения, требуют дальнейшего анализа. В частности, целесообразно учесть возможный эффект остаточной жидкой углеводородной фазы, влияние принятой компонентной модели смеси, иные модели для описания термодиффузии.

С другой стороны, следует учитывать, что информация о распределении состава по скважинным данным (Долгушин, 2007) также не является результатом прямых измерений. Она получена путем анализа и осреднения данных работы скважин со значительными по величине (сотни метров по вертикали) интервалам вскрытия в неоднородном пласте. Также важно, что Н.В. Долгушиным были сделаны некоторые предположения и в отношении правомерности принятия данных о составе продукции скважин на определенные даты в качестве оценки его начального распределения.

Выводы

В работе рассмотрены математические модели изменения начального компонентного состава углеводородных смесей с глубиной в массивных залежах под действием естественных физических полей – гравитационного и геотермального.

Реализованы численные алгоритмы для расчета распределения компонентов углеводородной смеси по глубине в гравитационном поле в изотермических условиях, с учетом поинтервального изменения температуры и с учетом термодиффузии.

Результаты сопоставительных расчетов для пластовой смеси основной газоконденсатной залежи Вуктыльского

месторождения показали, что термодиффузия оказывает существенное влияние на распределение компонентов по глубине, а также начального пластового давления. В рассматриваемом случае термодиффузия усиливает влияние гравитационного поля и приводит к выраженной нелинейным зависимостям для концентраций компонентов.

Удовлетворительного согласия результатов расчетов с оценкой распределения компонентного состава по данным эксплуатации скважин добиться не удалось ни для одного из алгоритмов. Физические механизмы, обуславливающие распределение начального состава в объеме залежи для Вуктыльского месторождения, требуют дополнительного анализа.

Литература

- Брусиловский А.И. (2002). Фазовые приращения при разработке месторождений нефти и газа. Москва: Грааль, 575 с.
- Долгушин Н.В. (2007). Методология изучения газоконденсатной характеристики нефтегазоконденсатных месторождений с высоким содержанием конденсата и большим этажом газоносности. *Дис. док. тех. наук*. Ухта: СЕВЕРНИПИГАЗ, 400 с.
- Намиот А.Ю. (1954). Различия свойств нефти в пределах нефтеносной залежи. Исследования в области физики пласта. *Тр. ВНИИ*, 3, с. 41-60.
- Дополнение к проекту разработки Вуктыльского НГКМ (2014). Отчёт о научно-исследовательской работе. Ухта, Газпром ВНИИГАЗ.
- Belery P., Da Silva F.V. (1990). Gravity and thermal diffusion in hydrocarbon reservoirs. Paper presented at the Third Chalk Research Program, June 11-12, Copenhagen, Denmark.
- Naase R. (1990). Thermodynamics of irreversible processes. New York: Dover.
- Kempers L.J.T.M. (1989). A thermodynamic theory of the Soret effect in a multicomponent liquid. *The Journal of Chemical Physics*, 90(11), pp. 6541-6548. <https://doi.org/10.1063/1.456321>
- Kesler M.G., Lee B.I. (1976). Improve prediction of enthalpy of fractions. *Hydrocarbon processing* 55, pp. 153-158.
- Pedersen K.S., Hjermsstad H.P. (2006). Modeling of large hydrocarbon compositional gradient. *SPE paper 101275 presented at the 2006 Abu Dhabi*

International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, U.A.E. <https://doi.org/10.2118/101275-MS>

Pedersen K.S., Lindeloff N. (2003). Simulations of compositional gradients in hydrocarbon reservoirs under the influence of a temperature gradient. *SPE paper 84364 presented at the SPE ATCE*, Denver, USA. <https://doi.org/10.2118/84364-MS>

Reid R.C., Prausnitz J.M., Poling B.E. (1987). The properties of gases and liquids. New York: McGrawHill.

Whitson C.H., Belery P. (1994). Compositional gradients in petroleum reservoirs. *Paper presented at University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium*, Tulsa, Oklahoma, USA. <https://doi.org/10.2118/28000-MS>

Сведения об авторах

Антон Витальевич Яшин – инженер/магистрант
Институт проблем нефти и газа РАН
Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Илья Михайлович Индрупский – доктор тех. наук, профессор, заведующий лабораторией

Институт проблем нефти и газа РАН
Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Ольга Андреевна Лобанова – канд. тех. наук, научный сотрудник

Институт проблем нефти и газа РАН
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Статья поступила в редакцию 29.03.2018;

Принята к публикации 27.09.2018;

Опубликована 30.11.2018

IN ENGLISH

Simulation of composition changes in reservoirs with large hydrocarbon columns and temperature gradient

A.V. Yashin^{1,2}, I.M. Indrupskiy^{1,2}, O.A. Lobanova¹*

¹Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

²Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Anton V. Yashin, e-mail: antn-yashin@yandex.ru

Abstract. This paper compares three methods for calculation of initial composition variation with depth in hydrocarbon reservoirs: considering thermal diffusion, considering temperature gradient without thermal diffusion effects; and by gravity forces only. Newton method-based numerical algorithm was implemented for solution of thermodynamic equations to evaluate pressure and hydrocarbon composition. Test calculations are performed for main gas-condensate reservoir of Vuktylskoye field with a gas column of 1350 m.

The results obtained with the numerical algorithm indicate that gravity segregation impact is the strongest for all the cases considered. Concentration decreases with depth for low molecular weight components and increases for high molecular weight components. The higher molecular weight of the component, the stronger variation of its concentration

with depth. Initial reservoir pressure also changes accordingly.

However, thermal diffusion also has a significant influence on variation of hydrocarbon composition with depth and initial reservoir pressure. For the test case considered, thermal diffusion magnifies the impact of gravity and results in strongly nonlinear dependencies of component concentrations on depth. When thermal gradient is taken into account without thermal diffusion effects, the results are only slightly different from those with the isothermal gravity segregation calculations.

None of the calculation methods were successful in matching estimates of initial composition variation with depth obtained from well exploitation data. Physical mechanisms governing variation of composition within the main reservoir of the Vuktylskoye field require additional investigation. Despite the long history of the reservoir development,

this problem was previously studied based only on field development data.

Keywords: hydrocarbon mixture, geothermal gradient, thermal diffusion, component composition, initial composition, gas condensate reservoir, Vuktylskoye field

Recommended citation: Yashin A.V., Indrupskiy I.M., Lobanova O.A. (2018). Simulation of composition changes in reservoirs with large hydrocarbon columns and temperature gradient. *Georesursy = Georesources*, 20(4), Part 1, pp. 336-343. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.4.336-343>

References

- Belery P., Da Silva F.V. (1990). Gravity and thermal diffusion in hydrocarbon reservoirs. Paper presented at the Third Chalk Research Program, June 11-12, Copenhagen, Denmark.
- Brusilovskii A.I. (2002) Fazovye prirashcheniya pri razrabotke mestorozhdenii nefii i gaza [Phase transitions in the development of oil and gas fields]. Moscow: Graal Publ., 575 p. (In Russ.)
- Dolgushin N.V. (2007) Metodologiya izucheniya gazokondensatnoi kharakteristiki neftegazokondensatnykh mestorozhdenii s vysokim soderzhaniiem kondensata i bol'shim etazhom gazonosnosti [Methodology for studying gas-condensate characteristics of oil and gas-condensate fields with a high content of condensate and a large gas columns]. *Diss. doktora tekhnicheskikh nauk* [Dr. tech. sci. diss.]. Ukhta: SEVERNIPIGAZ, 400 p. (In Russ.)
- Supplement to the field development plan of the Vuktylskoye oil-, gas- and condensate field (2014). Report. Ukhta: Gazprom VNIIGAZ (In Russ.)
- Haase R. (1990). Thermodynamics of irreversible processes. New York: Dover.
- Kempers L.J.T.M. (1989). A thermodynamic theory of the Soret effect in a multicomponent liquid. *The Journal of Chemical Physics*, 90(11), pp. 6541-6548. <https://doi.org/10.1063/1.456321>
- Kesler M.G., Lee B.I. (1976). Improve prediction of enthalpy of fractions. *Hydrocarbon processing* 55, pp. 153-158.
- Namiot A.Yu. (1954) Razlichie svoistv nefii v predelakh neftenosnoi zalezhi. Issledovaniya v oblasti fiziki plasta [Differences in the properties of oil within an oil deposit. Studies in the reservoir physics]. *Tr. VNII*, 3, pp. 41-60. (In Russ.)

Pedersen K.S., Hjermsstad H.P. (2006). Modeling of large hydrocarbon compositional gradient. *SPE paper 101275 presented at the 2006 Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi, U.A.E. <https://doi.org/10.2118/101275-MS>

Pedersen K.S., Lindeloff N. (2003). Simulations of compositional gradients in hydrocarbon reservoirs under the influence of a temperature gradient. *SPE paper 84364 presented at the SPE ATCE*, Denver, USA. <https://doi.org/10.2118/84364-MS>

Reid R.C., Prausnitz J.M., Poling B.E. (1987). The properties of gases and liquids. New York: McGrawHill.

Whitson C.H., Belery P. (1994). Compositional gradients in petroleum reservoirs. *Paper presented at University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium*, Tulsa, Oklahoma, USA. <https://doi.org/10.2118/28000-MS>

About the Authors

Anton V. Yashin – Engineer, MSc student

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Ilya M. Indrupsky – DSc (Engineering), Professor, Head of Laboratory

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Olga A. Lobanova – PhD (Engineering), Researcher

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Manuscript received 29 March 2018;

Accepted 27 September 2018;

Published 30 November 2018