

УДК 532.546

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В. С. КРЕМЕЗ, Ю. И. КАЛУГИН, В. В. ЯКОВЛЕВ

*Институт гидромеханики НАН Украины, Киев**Получено 23.03.2007*

Рассматривается математическая модель плановой фильтрации многокомпонентных углеводородных смесей с фазовыми переходами для обоснования оптимизации разработки газоконденсатных месторождений при добыче газового конденсата в режимах истощения и сайклинг-процесса. Зависимость плотностей фаз от давления выражена через уравнение состояния Пенга-Робинсона. Разработаны эффективные численные методы и алгоритмы расчета фазового равновесия и фильтрации компонент смеси. Предложенная методика позволяет оценить возможность управления фильтрационными потоками газа и конденсата в условиях неоднородного продуктивного пласта и определить расположение и технологические параметры добывающих и нагнетательных скважин.

Розглядається математична модель планової фільтрації багатоконпонентних вуглеводневих сумішей з фазовими переходами для обґрунтування оптимізації розробки газоконденсатних родовищ при видобутку газового конденсату в режимах виснаження й сайклінг-процесу. Залежність щільностей фаз від тиску виражена через рівняння стану Пенга-Робінсона. Розроблені ефективні чисельні методи й алгоритми розрахунку фазової рівноваги й фільтрації компонентів суміші. Запропонована методика дозволяє оцінити можливість управління фільтраційними потоками газу й конденсату в умовах неоднорідного продуктивного пласту й визначити розташування й технологічні параметри видобувних і нагнітальних свердловин.

Mathematical model of a horizontal planar filtration of multicomponent hydrocarbonic mixes with phase transitions for a substantiation of optimization of development gas-condensate deposits is considered at extraction of a gas condensate in modes of an exhaustion and cycling process.. Dependence of density of phases on pressure is expressed through the equation of condition Peng-Robinson. Effective numerical methods and algorithms of calculation of phase balance and a filtration a component of a mix are developed. The offered technique enables to estimate an opportunity of management of filtrational streams of gas and a condensate in conditions of a non-uniform productive layer and to determine an arrangement and technological parameters of extracting and delivery wells.

ВВЕДЕНИЕ

Эффективная разработка собственных месторождений углеводородного сырья – стратегически важный элемент обеспечения энергетической безопасности государства, представляющий одно из приоритетных направлений развития топливно-энергетического комплекса Украины. За последние годы на территориях Восточной Украины, в Полтавской и Харьковской областях значительно возросла доля разведанных газоконденсатных месторождений, которые характеризуются сравнительно небольшими запасами конденсата и большой глубиной залегания продуктивных пластов. Такое своеобразие сложных природных условий, а также расположение месторождений в сравнительно густо населенных регионах с высокой техногенной нагрузкой и развитой поверхностной инфраструктурой требуют значительных капиталовложений для максимально полного и эффективного извлечения, переработки и транспортировки ценных углеводородных компонентов и защиты окружающей среды в соответствии с на-

циональным законодательством Украины. Отметим, что первоначальный период освоения (1960–1970 гг.) характеризовался преимущественной разработкой месторождений на истощение. Это привело к уменьшению дебитов добывающих скважин в связи с падением пластового давления и за счет внутрипластовых потерь конденсата при ретроградной конденсации [2, 10]. По мере накопления научного и практического опыта, а также в результате сопоставления потенциальных запасов конденсата с реальными объемами добычи стала очевидной необходимость увеличения коэффициентов газо- и конденсатоизвлечения (отношение суммарной добычи газа (конденсата) к его начальным балансовым запасам) с помощью различных технологий регулирования внутрипластового давления в процессе разработки месторождений. Различные способы регулирования давления в зависимости от природных особенностей пластов, фазового состояния и качественного состава углеводородных смесей проанализированы в работах [6, 8, 12, 13].

Наиболее распространенным способом повыше-

ния конденсатоотдачи газоконденсатных месторождений Украины является сайклинг-процесс, сущность которого заключается в закачке в продуктивный пласт через нагнетательные скважины “сухого” отсепарированного газа, с помощью которого повышается давление в пласте. Это приводит к росту дебитов добывающих скважин, снижению ретроградных потерь конденсата, а также способствует переводу в газообразное состояние части выпавшего в пласте жидкого конденсата и перемещению его к добывающим скважинам (рис. 1). Таким образом повышается коэффициент конденсатоотдачи в зонах влияния нагнетательных скважин месторождений.

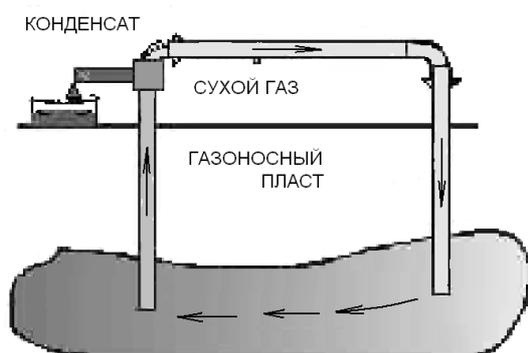


Рис. 1. Схема сайклинг-процесса

Сайклинг-процесс имеет ряд разновидностей, обусловленных природными условиями пластов, технологическими особенностями разработки и, прежде всего, синхронизацией со временем начала освоения месторождения [2, 5, 8–13]. Следует отметить, что основными технологическими проблемами, требующими научного обоснования на основе математического моделирования фильтрационных и физико-химических процессов в продуктивных пластах месторождения, являются выбор мест размещения и режимов закачки в нагнетательные скважины (рис. 2), поскольку эффективность сайклинг-процесса при прорыве сухого газа в эксплуатационную скважину снижается и добычу из такой скважины необходимо прекращать и решать вопрос о ее консервации или переоборудовании в нагнетательную.

1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Прогнозирование эффективности разработки газоконденсатных месторождений с большим количеством скважин в сложных природных условиях с учетом неоднородного геологического строе-

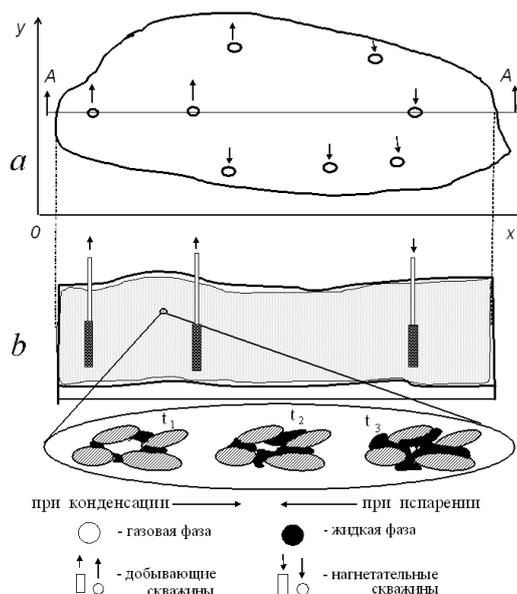


Рис. 2. Схема разработки газоконденсатного месторождения:
a — план; b — вертикальный разрез по линии А–А

ния пластов при фильтрации многокомпонентных углеводородных смесей с фазовыми переходами, приводящими к изменению фазовых проницаемостей газоносных пластов, возможно только методами математического моделирования. Следует отметить, что известные математические модели фильтрации многокомпонентных углеводородных смесей с фазовыми переходами [2, 3, 9–11] содержат значительный объем замыкающих эмпирических данных, аппроксимирующих соотношений и достаточно разветвленных алгоритмов расчетов промежуточных функций и искомых концентраций углеводородных компонентов. Это вынуждает провести тщательный анализ для выбора наиболее удобных расчетных соотношений: прежде всего это касается типа уравнений состояния, методов расчета вязкостей фаз и фазовых проницаемостей, а также алгоритмов расчета фазовых состояний.

По мнению авторов, с учетом существующего методического опыта при разработке математических моделей фильтрации многофазных многокомпонентных смесей, предназначенных для решения практических инженерных задач в масштабах всего месторождения, следует отдавать предпочтение наиболее простым, содержащим минимальное количество хорошо изученных экспериментальных параметров. Это позволяет значительно упростить решение, сохранив при этом необходимую точность вычисления искомых

физико-химических, газодинамических и технологических характеристик. Поскольку характерная толщина продуктивного пласта (10–100 м) значительно меньше характерных плановых размеров (1000–15000 м), то коэффициенты уравнений и искомые функции могут быть осреднены по вертикали, что дает возможность использовать двумерные (по пространству) плановые модели фильтрации.

На основе допущения о локальном термодинамическом равновесии фаз и справедливости закона Дарси изотермическая фильтрация многокомпонентной углеводородной смеси описывается следующей системой уравнений [9–11]:

$$\frac{\partial}{\partial t}(mhFz_n) = \text{div}(k_0h\beta_n \text{grad } p), \quad n=1, N-1, \quad (1)$$

$$z_N = 1 - \sum_{n=1}^{N-1} z_n, \quad F = \frac{S_g \rho_g}{M_g} + \frac{S_l \rho_l}{M_l},$$

$$\beta_n = z_n \left(\frac{k_g K_n \rho_g}{\mu_g} + \frac{k_l \rho_l}{\mu_l} \right) [1 + W(K_n - 1)]^{-1},$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(mhF) = \text{div}(k_0h\beta \text{grad } p), \quad (2)$$

$$\beta = \sum_{n=1}^N \beta_n, \quad S_g + S_l = 1.$$

Введенные функции связаны дополнительными соотношениями

$$x_n = \frac{z_n}{W(K_n - 1) + 1}, \quad y_n = \frac{K_n z_n}{W(K_n - 1) + 1}, \quad (3)$$

$$S_l = \frac{(1 - W)\rho_g M_l}{(1 - W)\rho_g M_l + W\rho_l M_g},$$

где W – корень уравнения

$$\sum_{n=1}^N \frac{(K_n - 1)z_N}{1 + W(K_n - 1)} = 0; \quad (4)$$

$$M_l = \sum_{n=1}^N M_n x_n; \quad M_g = \sum_{n=1}^N M_n y_n; \quad K_n = \frac{y_n}{x_n}.$$

Кроме того, должны выполняться условия постоянства состава в каждой из фаз и в смеси в целом:

$$\sum_{n=1}^N y_n = \sum_{n=1}^N x_n = \sum_{n=1}^N z_n = 1, \quad (5)$$

где t – время; p – давление; y_n, x_n, z_n – мольные доли n -го компонента в газовой и жидкой фазах, а также в смеси; $\rho_g, \mu_g, \rho_l, \mu_l$ – плотности и вязкости газовой и жидкой фаз соответственно; $k_g,$

k_l – относительные фазовые проницаемости пористой среды для газовой и жидкой фаз; k_0, m – абсолютная проницаемость и пористость пласта; h – эффективная мощность (толщина) пласта; M_g, M_l – молярные массы газовой и жидкой фаз; M_n – молярная масса n -го компонента; K_n – константа равновесия n -го компонента; W – мольная доля газовой фазы; N – количество компонентов в смеси; S_g, S_l – насыщенности пористой среды газовой и жидкой фазами соответственно.

Мольная доля газовой фазы определяется следующим образом:

если $\sum_{n=1}^N z_n K_n < 1$, то $W = 0$ (смесь находится в однофазном жидком состоянии),

если $\sum_{n=1}^N z_n / K_n < 1$, то $W = 1$ (смесь находится в однофазном газовом состоянии).

Если записанные выше условия не выполняются, то смесь находится в двухфазном состоянии, причем значение W лежит в интервале ($0 < W < 1$) и является единственным корнем уравнения фазовых концентраций (4).

Между массовыми и мольными долями компонентов в фазах существует связь [11]

$$g_n = \frac{y_n M_n}{M_g}, \quad l_n = \frac{x_n M_n}{M_l},$$

где g_n, l_n – массовая доля n -го компонента в газовой и жидкой фазах соответственно.

Искомые функциями плановых координат x, y и времени t в записанных выше уравнениях нестационарной фильтрации (1), (2) являются давление p и мольные доли углеводородных компонентов в смеси z_n .

Для замыкания записанной системы уравнений необходимо задать соотношения для плотностей, вязкостей, констант равновесия компонентов смеси и относительных фазовых проницаемостей.

Зависимость плотностей газовой и жидкой фаз от давления выражается через наиболее распространенное для многокомпонентных углеводородных смесей уравнение состояния Пенга-Робинсона (ПР) [2–5, 9–11]:

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a(T)}{V(V + b) + b(V - b)}, \quad V = \frac{1}{\rho}, \quad (6)$$

где R – универсальная газовая постоянная; T – абсолютная температура смеси; V – удельный объем.

Коэффициенты уравнения (6) для смеси вычисляются по правилам смешения компонентов:

$$a = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N (1 - C_{ij}) z_i z_j (a_i a_j)^{0.5}, \quad b = \sum_{i=1}^N z_i b_i, \quad (7)$$

где C_{ij} – коэффициенты парных взаимодействий;

$$a_i(T) = a_{pri}\alpha_i(T), \quad a_{pri} = 0.45724 \frac{R^2 T_{pri}^2}{p_{pri}}, \quad (8)$$

$$b_{pri} = 0.0778 \frac{RT_{pri}}{p_{pri}}, \quad \alpha_i(T) = (1 + m(1 - T_{pti}^{0.5}))^2,$$

$$m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2,$$

ω – ацентрический фактор [3].

Довольно часто уравнение ПР записывается с использованием коэффициента сверхсжимаемости $z = pV/(RT)$, который учитывает отклонение свойств реального газа от идеального [3, 9]:

$$z^3 - (1-B)z^2 + (A-3B^2-2B)z - (AB-B^2-B^3) = 0, \quad (9)$$

где $A = ap/(R^2T^2)$, $B = bp/(RT)$.

Использование уравнения состояния ПР для расчета парожидкостного равновесия основано на применении строгих термодинамических соотношений и фундаментального правила равенства летучести каждого компонента в сосуществующих равновесных паровой и жидкой фазах [3, 9, 11]. В этом случае константа равновесия K_n (коэффициент распределения) вычисляется по формуле

$$K_n = \frac{y_n f_{nl}}{x_n f_{ng}} = \frac{f_{ng} f_{nl}}{y_n x_n}, \quad (10)$$

где f_{nl} , f_{ng} – летучести n -го компонента в жидкой и газовой фазах;

$$\ln f_n = \ln \eta_n p + \frac{b_n}{b}(z-1) - \ln(z-B) - \frac{A}{2\sqrt{2}B} \times$$

$$\times \left[\frac{2 \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N z_i z_j (1 - C_{ij})(a_i a_j)^{0.5}}{a} - \frac{b_n}{b} \right] \times$$

$$\times \ln \left(\frac{z + 2.414B}{z - 0.414B} \right).$$

Подробное изложение алгоритмов расчетов мольных долей компонентов в газовой y_n и жидкой x_n фазах, плотностей равновесных газовой ρ_g и жидкой ρ_l фаз, констант равновесия K_n , мольной доли газовой фазы W по известному составу смеси z , давлению p и температуре T приведено в работах [3, 9, 11].

Для вычисления коэффициентов динамической вязкости газовой и жидкой фаз углеводородной смеси при давлениях более 1 МПа использовались

эмпирические зависимости Дина и Стила, приведенные в [9]:

$$\mu = \mu_0 + 10.8 \times 10^{-5} \times$$

$$\times [\exp(1.439\rho_{np}) - \exp(-1.111\rho_{np}^{1.858})] \xi,$$

где μ_0 – коэффициент динамической вязкости при атмосферном давлении и рабочей температуре,

$$\mu_0 = 34 \times 10^{-5} T_{np}^{8/9}; \quad (13)$$

ρ_{np} , T_{np} – приведенные плотность и температура; формулы для вычисления остальных коэффициентов имеют вид

$$\rho_{np} = \frac{\rho}{\rho_{nkp}}, \quad T_{np} = \frac{T}{T_{nkp}}, \quad \xi = \frac{M^{0.5} \rho_{nkp}^{2/3}}{T_{nkp}^{1/6}}, \quad (14)$$

$$\rho_{nkp} = \frac{1}{V_{nkp}} = \frac{1}{\sum_{n=1}^N z_n V_{nkp}}, \quad T_{nkp} = \sum_{n=1}^N z_n T_{kpn},$$

$$p_{nkp} = \frac{R z_{nkp} T_{nkp}}{V_{nkp}},$$

$$z_{nkp} = \sum_{n=1}^N z_n z_{kpn}, \quad M = \sum_{j=1}^n \eta_j M_j. \quad (16)$$

В записанных выше соотношениях V_{kpn} , z_{kpn} , T_{kpn} – соответственно молярный объем, коэффициент сверхсжимаемости, абсолютная температура в критической точке смеси. В формулах (6)–(16) нижние индексы g и l при искомым функциях и эмпирических коэффициентах, характеризующие их принадлежность к газовой или жидкой фазам, для простоты записи опущены.

Для вычисления относительных фазовых проницаемостей $k_g(S_g)$, $k_l(S_l)$ существуют многочисленные эмпирические соотношения, полученные для различных пород и составов углеводородных смесей [9, 11, 18], причем в практических расчетах достаточно часто используются записанные ниже формулы:

$$k_i(S_i) = \begin{cases} \left(\frac{S_i - S_i^*}{1 - S_i^*} \right)^{r_i}, & S_i \leq S_i^*, \quad i = g, l, \\ 0, & S_i < S_i^*, \end{cases} \quad (17)$$

где S_i^* – предельные насыщенности пористой среды каждой из фаз.

Для получения однозначных решений записанных уравнений двухфазной многокомпонентной

фльтрації при розв'язанні практичних задач задаються початкові і граничні умови, що відповідають природним і технологічним умовам розробки газоконденсатних родовищ.

Початкові умови визначають значення невідомих функцій до початку зовнішніх впливів на пласт (до початку розробки). В разі планової фільтрації ці умови записуються в вигляді

$$p(x, y, 0) = p^0(x, y), \quad z_i(x, y, 0) = z_i^0(x, y), \quad (18)$$

$$(x, y) \in G,$$

де $p^0(x, y)$, $z_i^0(x, y)$ – задані значення шуканих функцій в початковий момент часу $t = 0$. При відсутності або неповному об'ємі натурних даних відповідають початкові значення функцій приймаються кусочно-постійними або постійними по всій області фільтрації.

Граничні умови характеризують особливості зміни шуканих функцій на зовнішніх і внутрішніх границях пласта в результаті різних природних і техногенних впливів. К зовнішнім границям відносяться зовнішні контури складчатих геологічних структур, окаймлюючі продуктивні пласти родовищ. К внутрішнім природним – границі розділу порід з різними фільтраційними властивостями в вертикальному розрізі і тектонічні розломи горних порід, формуючі блокову (планово-неоднорідну) структуру родовища в плані, к внутрішнім штучним – добуваючі і нагнетальні (при сайклінг-процесі) скважини.

Чаще всего на границах задаются значения искомых функций (граничные условия 1-го рода), нормальных производных (граничные условия 2-го рода) либо комбинации значений искомых функций и их производных (граничные условия 3-го рода). Кроме перечисленных классических граничных условий могут задаваться и другие, характеризующие условия взаимодействия моделируемых процессов в области и окружающей среде.

При моделюванні розробки газоконденсатних родовищ в умовах замкнутого непроницаемого пласта на його контурі $\Gamma(x, y)$ чаще всего задаються умови непротекання (граничні умови 2-го роду):

$$\left. \frac{\partial p(x, y, t)}{\partial n} \right|_{(x, y) \in \Gamma} = 0, \quad \left. \frac{\partial z_n(x, y, t)}{\partial n} \right|_{(x, y) \in \Gamma} = 0, \quad (19)$$

$$t > 0.$$

Таким образом, при принятых граничных условиях все изменения искомых функций внутри

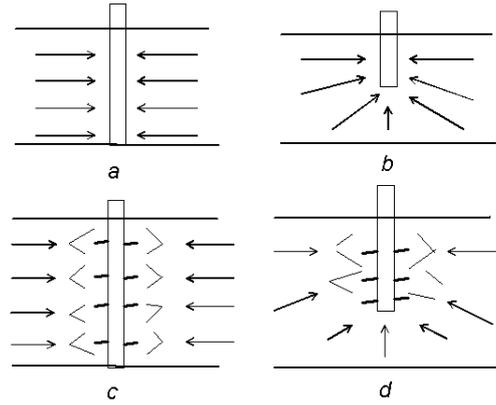


Рис. 3. Типы скважин:
 а – совершенные по степени и характеру;
 б – несовершенные по степени и совершенные по характеру; с – совершенные по степени и несовершенные по характеру; д – несовершенные по степени и характеру

области моделирования обусловлены действием скважин (источников и стоков).

Одним из свойств притока газа к скважине является значительность потерь давления в призабойной зоне пласта и на контуре скважины, что связано с особенностями вскрытия пласта и креплением забоя. В соответствии с существующей терминологией [6,10] скважины подразделяются на совершенные и несовершенные (рис. 3). Совершенные скважины вскрывают продуктивный пласт на всю толщину и не имеют дополнительных гидравлических сопротивлений, связанных с креплением забоя.

Несовершенные по степени вскрытия пласта скважины вскрывают часть продуктивного пласта и могут иметь дополнительные сопротивления, связанные с креплением забоя. Сопротивление скважины по степени вскрытия пласта обусловлено деформациями фильтрационного потока в плоско-вертикальном разрезе, причем зона деформации соизмерима с толщиной пласта.

Дополнительное сопротивление по характеру вскрытия пласта связано с нарушениями равномерности фильтрационного потока крепежными элементами забоя скважины, причем размеры зон деформации соизмеримы с размерами крепежных элементов, а результирующее сопротивление представляет сумму сопротивлений на каждом элементе.

Отклонение движения газа от равномерного происходит вблизи несовершенных скважин, вызывающих появление зон резкой деформации потока. В этом случае влияние зон резкой дефор-

мації потоку в математических моделях приближенно учитывается на основе метода фильтрационных сопротивлений, согласно которому реальные несовершенные скважины заменяются расчетными (фиктивными) совершенными, расход на которых равен расходу на реальных скважинах, а распределение давления от действия несовершенных и расчетных совершенных скважин совпадают на расстоянии порядка $(1.5 \div 2)h_*$ и далее от скважины (h_* – мощность фильтрационного потока вблизи скважины).

В общем виде граничные условия на скважинах задаются в виде:

$$p|_{r=r_c} = p_c + \Phi \frac{\partial p}{\partial n} \Big|_{r=r_c}, \quad (20)$$

где p_c – заданное давление в скважине; $\Phi = \Phi_c + \Phi_x$ – общее (суммарное) фильтрационное сопротивление; Φ_c – фильтрационное сопротивление по степени вскрытия пласта, обусловленное потерями давления в зонах резкой деформации фильтрационного потока; Φ_x – сопротивление по характеру вскрытия пласта, обусловленное потерями давления за счет конструктивных и эксплуатационных особенностей скважины. Значения фильтрационных сопротивлений находятся из решения локальных газо-гидродинамических задач или определяются в натуральных условиях и приведены в многочисленных монографиях и методических рекомендациях [6, 8, 10]. В случае несовершенной скважины $\Phi \neq 0$, следовательно, условие (20) является граничным условием 3-го рода, а в случае совершенной скважины сопротивление $\Phi = 0$ и соотношение (20) превращается в граничное условие 1-го рода.

На нагнетательных скважинах задаются граничные условия 2 рода, выражающие связь между градиентами давления на скважинах и закачиваемыми массовыми расходами “сухого” газа:

$$\frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=r_c} = \frac{Q_{vg}}{A}, \quad A = 2\pi r_c \rho_g h_c \frac{k_0 f_g}{\mu_g}, \quad (21)$$

$$r = \sqrt{x^2 + y^2}.$$

В записанных граничных условиях r_c – радиус скважины; $Q_{vg} = Q_{vg}(t)$ – задаваемые в соответствии с технологическими условиями расходы на нагнетательных скважинах при сайклинг-процессе.

Приведенная выше замкнутая система уравнений и соотношений (1) – (17), а также начальных и граничных условий (18) – (21) позволяет найти значения моделируемых функций и технологических параметров добычи.

2. ОСОБЕННОСТИ ЧИСЛЕННОГО РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ

Решение уравнений многофазной многокомпонентной фильтрации с фазовыми переходами можно получить только с использованием численных методов и реализацией соответствующих вычислительных алгоритмов на современных ПК. Методы численного решения одномерных и многомерных задач фильтрации жидкостей (нефти и воды), а также газа без учета фазовых переходов широко распространены и изложены во многих работах, например [1, 6, 9, 11]. Значительно менее развиты методы решения задач многокомпонентной фильтрации с учетом фазовых переходов [11, 14, 15].

Для решения записанных выше уравнений (1), (2) использовался метод конечных разностей, при этом соответствующие аппроксимационные соотношения в узлах прямолинейной неравномерной разностной сетки представлялись в виде:

$$\begin{aligned} & \frac{1}{\Delta t} \left[\left(\frac{mhF}{p} \right)_{i,j}^{r+1} p_{i,j}^{r+1} z_{i,j,n}^{r+1} - \left(\frac{mhF}{p} \right)_{i,j}^r p_{i,j}^r z_{i,j,n}^r \right] = \\ & = (k_0 h \beta_n)_{i+1/2,j}^r \frac{p_{i+1,j}^{r+1} - p_{i,j}^{r+1}}{\Delta x_c \Delta x_{i+1}} - \\ & - (k_0 h \beta_n)_{i-1/2,j}^r \frac{p_{i,j}^{r+1} - p_{i-1,j}^{r+1}}{\Delta x_c \Delta x_i} + \\ & + (k_0 h \beta_n)_{i,j+1/2}^r \frac{p_{i,j+1}^{r+1} - p_{i,j}^{r+1}}{\Delta y_c \Delta y_{j+1}} - \\ & - (k_0 h \beta_n)_{i,j-1/2}^r \frac{p_{i,j}^{r+1} - p_{i,j-1}^{r+1}}{\Delta y_c \Delta y_j} + \\ & + \left(\frac{k_0 h \beta_n}{z_n} \right)_{i,j}^r \frac{p_{i,j}^r - p_{i-1,j}^r}{\Delta x_i} \times \\ & \times \begin{cases} \frac{z_{i+1,j,n}^{r+1} - z_{i,j,n}^{r+1}}{\Delta x_{i+1}}, & p_{i,j}^r - p_{i-1,j}^r < 0 \\ \frac{z_{i,j,n}^{r+1} - z_{i-1,j,n}^{r+1}}{\Delta x_i}, & p_{i,j}^r - p_{i-1,j}^r \leq 0 \end{cases} + \\ & + \left(\frac{k_0 h \beta_n}{z_n} \right)_{i,j}^r \frac{p_{i,j}^r - p_{i,j-1}^r}{\Delta y_j} \times \\ & \times \begin{cases} \frac{z_{i,j+1,n}^{r+1} - z_{i,j,n}^{r+1}}{\Delta y_{j+1}}, & p_{i,j}^r - p_{i,j-1}^r < 0, \\ \frac{z_{i,j,n}^{r+1} - z_{i,j-1,n}^{r+1}}{\Delta y_j}, & p_{i,j}^r - p_{i,j-1}^r \leq 0, \end{cases} \quad (22) \\ & \frac{1}{\Delta t} \left(\frac{mhF}{p} \right)_{i,j}^r (p_{i,j}^{r+1} - p_{i,j}^r) = \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 &= (k_0 h \beta)_{i+1/2,j}^r \frac{p_{i+1,j}^{r+1} - p_{i,j}^{r+1}}{\Delta x_c \Delta x_{i+1}} - \\
 &- (k_0 h \beta)_{i-1/2,j}^r \frac{p_{i,j}^{r+1} - p_{i-1,j}^{r+1}}{\Delta x_c \Delta x_i} + \\
 &+ (k_0 h \beta)_{i,j+1/2}^r \frac{p_{i,j+1}^{r+1} - p_{i,j}^{r+1}}{\Delta y_c \Delta y_{j+1}} - \\
 &- (k_0 h \beta)_{i,j-1/2}^r \frac{p_{i,j}^{r+1} - p_{i,j-1}^{r+1}}{\Delta y_c \Delta y_j}, \quad (23)
 \end{aligned}$$

где i, j – номера узлов разностной сетки по осям $0x, 0y$ соответственно, r – номер шага по времени.

Как видно из формул (22), при аппроксимации производных $\partial z_n / \partial x, \partial z_n / \partial y$ использовалась монотонная схема с разностями "против потока" [16, 17].

Алгоритм расчета на $(r + 1)$ -ом временном слое заключается в следующем.

1. По известным на r -ом временном слое распределениям давлений $p_{i,j}^r$ и мольному составу N_c компонентной углеводородной смеси $z_{i,j,n}^r$ с использованием уравнений фазовых равновесий, уравнений состояния и соотношений для летучестей находятся: мольные объемы газовой $W_{i,j}^r$ и жидкой $1 - W_{i,j}^r$ фаз; мольные доли (мольные концентрации) компонентов в газовой $y_{i,j,n}^r$ и жидкой $x_{i,j,n}^r$ фазах; константы равновесия (коэффициенты распределения) $K_{i,j,n}^r$; молярные массы газовой $M_{g,i,j}^r$ и жидкой $M_{l,i,j}^r$ фаз; насыщенности пористой среды жидкой $S_{l,i,j}^r$ и газовой $S_{g,i,j}^r = 1 - S_{l,i,j}^r$ фазами, плотности газовой $\rho_{g,i,j}^r$ и жидкой $\rho_{l,i,j}^r$ фаз. По формулам (12) определяются динамические вязкости газовой $\mu_{g,i,j}^r$ и жидкой фаз $\mu_{l,i,j}^r$, а по формулам (17) – относительные проницаемости фаз $k_{g,i,j}^r, k_{l,i,j}^r$.

2. Распределение давлений $p_{i,j}^{r+1}$ находится из решения системы алгебраических уравнений (23) с помощью специально разработанного итерационного метода. Затем вычисляются скорости компонент фильтрации по формулам

$$V_{x,i,j,n}^r = \left(\frac{k_0 h \beta_n}{z_n} \right)_{i,j}^r \frac{p_{i,j}^r - p_{i-1,j}^r}{\Delta x_i}, \quad (24)$$

$$V_{y,i,j,n}^r = \left(\frac{k_0 h \beta_n}{z_n} \right)_{i,j}^r \frac{p_{i,j}^r - p_{i,j-1}^r}{\Delta y_j}.$$

3. Поля мольных концентраций компонентов в смеси $z_{i,j,n}^{r+1}$ с учетом найденных на этапе 2 давлений $p_{i,j}^{r+1}$ определяются из решения системы алгебраических уравнений (22) с помощью разработанного итерационного метода, обеспечивающего высокую скорость сходимости процесса в широком

Табл 1. Состав смеси по [7]

Компонент	Формула	Молярная доля
Азот	N ₂	0.04031
Метан	CH ₄	0.62982
Диоксид углерода	CO ₂	0.03835
Этан	C ₂ H ₆	0.04903
Сероводород	H ₂ S	0.07730
Пропан	C ₃ H ₈	0.03046
Н-пентан	C ₅ H ₁₂	0.03040
Н-гептан	C ₇ H ₁₆	0.02061
Н-декан	C ₁₀ H ₂₂	0.01552
Толуол	C ₇ H ₈	0.06820

диапазоне массовых скоростей компонентов в смеси.

Для реализации описанного алгоритма разработана программа расчета для ПК в программной среде Delphi для произвольного количества скважин и компонентов смеси, причем большая часть ограничений при решении конкретных задач связана с аппаратными возможностями ПК, находящимися в распоряжении специалистов, полнотой и качеством представленной исходной информации и продолжительностью времени, выделенного на проведение исследований.

Для отладки и калибровки программного модуля, реализующего методы и алгоритмы расчета фазовых состояний газоконденсатных углеводородных смесей использовались данные (табл. 1), опубликованные в работе [7]. Результаты сопоставления приведены в таблице 2, где представлены составы (мольные концентрации) фаз, молярные и объемные доли, а также плотности фаз в смеси. Из табл. 2 видно, что при давлениях 3.57 МПа и 13.93 МПа рассчитанные авторами составы газа и жидкости близки к экспериментальным и расчетным данным из работы [7]. Близки и значения объемных долей фаз. Расчетное значение объемной доли фазы зависит от точности расчета как фазового равновесия, так и плотности фаз. При давлении 20.79 МПа расхождения между рассчитанными величинами несколько возрастают, что объясняется близостью смеси к критической точке.

Максимальное различие результатов расчетов модельной задачи составило 0.5–3%. Расчеты парожидкостного равновесия для каждого узла сеточной области выполнялись на основе алгоритмов, изложенных в работах [3, 4, 9, 10], дорабо-

Табл. 2. Сравнительная таблица расчетов

Компонент	Мольные доли компонентов при $P = 3.57$ МПа					
	Жидкость			Пар		
	Экспер. по [7]	Расчет по [7]	Расчет авторов	Экспер. по [7]	Расчет по [7]	Расчет авторов
Азот (N_2)	0.00301	0.00245	0.00267	0.05089	0.05032	0.05035
Метан (CH_4)	0.13148	0.11880	0.12629	0.76801	0.76498	0.76425
Диоксид углерода	0.02048	0.01990	0.02528	0.04319	0.04323	0.04183
Этан (C_2H_6)	0.04730	0.04592	0.04672	0.04983	0.04985	0.04964
Сероводород (H_2S)	0.10981	0.12033	0.11084	0.06277	0.06592	0.06834
Пропан (C_3H_8)	0.06811	0.06621	0.06670	0.02081	0.02100	0.02078
Н-пентан	0.13525	0.13125	0.13001	0.00367	0.00373	0.00380
Н-гептан	0.09863	0.09734	0.09658	0.00026	0.00031	0.00032
Н-декан	0.07025	0.07415	0.07360	0.00000	0.00001	0.00001
Толуол	0.31568	0.32360	0.32127	0.00066	0.00064	0.00063
Молярная доля		0.209	0.211	0.783	0.791	0.789
Объемная доля		0.041	0.144	0.958	0.959	0.856
Плотность		732.8	720.66		35.00	35.52
	Мольные доли компонентов при $P = 13.93$ МПа					
Азот (N_2)	0.01552	0.01488	0.01610	0.05680	0.05734	0.05755
Метан (CH_4)	0.42111	0.40753	0.41904	0.77726	0.77966	0.77995
Диоксид углерода	0.03869	0.03771	0.04204	0.03870	0.03878	0.03572
Этан (C_2H_6)	0.05880	0.05812	0.05822	0.04369	0.04294	0.04248
Сероводород (H_2S)	0.11826	0.11755	0.11212	0.05000	0.05035	0.05249
Пропан (C_3H_8)	0.04812	0.04798	0.04741	0.01850	0.01873	0.01838
Н-пентан	0.06385	0.06492	0.06283	0.00777	0.00728	0.00729
Н-гептан	0.04698	0.04862	0.04689	0.00196	0.00185	0.00188
Н-декан	0.03359	0.03819	0.03681	0.00034	0.00034	0.00035
Толуол	0.15508	0.16449	0.15850	0.00399	0.00376	0.00387
Молярная доля	0.414	0.401	0.416	0.586	0.599	0.584
Объемная доля	0.302	0.295	0.397	0.698	0.705	0.603
Плотность		634.7	616.76		184.9	183.9
	Мольные доли компонентов при $P = 20.79$ МПа					
Азот (N_2)	0.02916	0.02957	0.03058	0.05333	0.05669	0.05622
Метан (CH_4)	0.55484	0.55698	0.56014	0.72528	0.74097	0.74380
Диоксид углерода	0.03894	0.03837	0.04019	0.03817	0.03832	0.03533
Этан (C_2H_6)	0.05243	0.05200	0.05205	0.04620	0.04450	0.04409
Сероводород (H_2S)	0.08282	0.09104	0.08919	0.05607	0.05633	0.05784
Пропан (C_3H_8)	0.03609	0.03557	0.03544	0.02502	0.02265	0.02231
Н-пентан	0.04176	0.04074	0.04017	0.01820	0.01461	0.01440
Н-гептан	0.03105	0.02978	0.02923	0.00930	0.00661	0.00649
Н-декан	0.02509	0.02383	0.02332	0.00452	0.00284	0.00274
Толуол	0.10783	0.10211	0.09965	0.02391	0.01650	0.01674
Молярная доля	0.560	0.604	0.620	0.440	0.396	0.379
Объемная доля	0.503	0.569	0.476	0.497	0.431	0.524
Плотность		549.2	539.3		294.1	311.04

таных нами в части увеличения точности вычислений и повышения скорости сходимости итерационных процессов при решении нелинейных урав-

нений состояния и фазовых концентраций. Тем не менее, скорость решения задач нестационарной фильтрации по всей области в целом заметно сни-

жається при збільшенні числа вузлів різностної сітки, в яких тиск падає нижче тиску початку конденсації, що пояснюється інтенсивною роботою програмного модуля розрахунку парожидкісного рівноваги.

Якість розробленої зручної для програмування різностної схеми та ітераційних процедур, що реалізують рішення систем алгебраїчних рівнянь (22), (23), оцінювалось на основі розрахунків тестових завдань фільтрації багатокомпонентної суміші з використанням відомої схеми змінних напрямків. Відзначимо, що ця схема потребує побудови достатньо складного та «повільного» алгоритму розрахунку для ПК та втрачає монотонність рішення на деяких нерівномірних просторових сітках. Максимальна різниця результатів розрахунків тестових завдань становила 1–4%.

3. НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ ДЛЯ ТИПИЧНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Приведенная выше математическая модель, методы численного решения, алгоритмы расчетов и программы для ПК использовались для научного обоснования оптимальных режимов сайклинга процесса при разработке некоторых газоконденсатных месторождений, расположенных на территориях Полтавской и Харьковской областей. Ниже приведены результаты моделирования (с акцентом на технологические аспекты разработки) для типичного газоконденсатного месторождения, отражающего характерные природные и технологические условия разработки на истощение, а также при использовании технологии сайклинга-процесса.

Глубина залегания продуктивного пласта, где расположена газовая залежь (шапка), в условиях складчатой структуры изменялась в пределах 3900–4700 м, пластовая температура 115° и начальное давление 50.7 МПа. Проницаемость пласта составляла $(120–140) \times 10^{-15}$ м², пористость – 0.12–0.17, эффективная толщина – 17–23 м. Начальное значение конденсатогазового фактора (КГФ) было равно 416 г/м³.

Пластовая смесь состоит из 14 компонентов, исходный молярный состав и определяющие свойства компонент смеси приведены в табл. 3, где приняты следующие обозначения: M – молекулярная масса, г/моль; $T_{кр}$ – критическая температура, °К; $P_{кр}$ – критическое давление, МПа; ω – ацентрический фактор; $V_{кр}$ – критический объем, см³/г;

$z_{кр}$ – критический коэффициент сжимаемости.

В настоящее время при разработке месторождения приоритетным видом добываемого сырья является газовый конденсат, а попутным – газ, поэтому усилия эксплуатационников направлены на увеличение добычи конденсата и уменьшение его внутрипластовых потерь при ретроградной конденсации. Отметим, что в практических условиях можно добыть не более 20% выпавшего конденсата за счет вытеснения его водой или за счет его испарения при закачке сухого газа, азота или двуокиси углерода, что в ряде случаев экономически невыгодно.

Основной технологический показатель, характеризующий эффективность разработки газоконденсатного месторождения – конденсатогазовый фактор (КГФ), значение которого определяется в лабораторных условиях прямыми экспериментальными методами [2–4, 6–10].

КГФ характеризует массовое содержание группы углеводородов с химической формулой C_{5+} и выше в пластовой смеси или технологических установках сепарации, которые переходят в жидкую фазу при изменении давления и температуры. Так, для пластовой смеси, состав которой приведен в табл. 3, в эту группу входят: изопентан, н-пентан, гексан, н-гептан, октан, нонан, н-декан.

По сути дела КГФ представляет групповую концентрацию «тяжелых» (с молекулярной массой 70 и выше) компонентов в углеводородной смеси и, чаще всего, выражается в г/м³. Произведение КГФ на объемный расход (м³/с) дает массовый расход конденсата (г/с), а суммирование массового расхода по времени дает возможность вычислить массу добываемого конденсата по отдельным скважинам или по месторождению в целом в определенные периоды времени (месячная добыча) или суммарную добычу конденсата по всему месторождению. Следует отметить, что показатели месячной и суммарной добычи конденсата служат основными характеристиками, на основании которых принимаются существенные (зачастую дорогостоящие) инженерно-технологические решения для повышения эффективности или прекращения разработки месторождения.

Значение КГФ (г/м³) может быть вычислено по результату математического моделирования по формуле, приведенной в работах [3, 4]:

$$КГФ = \frac{\sum_{i=1}^{N_w} M_{w,i} y_{w,i}}{0.02204}, \quad (25)$$

где N_w – количество тяжелых компонентов в газовой фазе; $M_{w,i}$ – молекулярная масса i -го тяжелого компонента; $y_{w,i}$ – мольная доля i -го тяжелого

Табл. 3. Состав и свойства пластовой смеси на месторождении

Компонент	Формула	Доля	M	$T_{кр}$	$P_{кр}$	ω	$V_{кр} \times 10^{-3}$	$z_{кр}$
Метан	CH_4	0.756100	16.042	190.55	4.60	0.0110	6.1985	0.28619
Этан	C_2H_6	0.086600	30.068	305.43	4.88	0.0990	4.9126	0.27924
Пропан	C_3H_8	0.044600	44.094	369.82	4.25	0.1530	4.5568	0.27630
Изобутан	C_4H_{10}	0.005500	8.124	408.13	3.65	0.1756	4.5256	0.28300
Н-бутан	C_4H_{10}	0.011100	58.124	425.16	3.80	0.1928	4.3945	0.27400
Изопентан	C_5H_{12}	0.007000	72.151	460.39	3.38	0.2510	4.2759	0.27000
Н-пентан	C_5H_{12}	0.006900	72.147	469.65	3.37	0.2510	4.3071	0.26837
Гексан	C_6H_{14}	0.010200	86.178	507.35	3.01	0.2957	4.2759	0.26400
Н-гептан	C_7H_{16}	0.019918	100.198	540.15	2.74	0.3490	4.2572	0.26110
Октан	C_8H_{18}	0.016697	114.232	568.76	2.49	0.3942	4.2572	0.25900
Нонан	C_9H_{20}	0.009897	128.259	594.56	2.29	0.4437	4.2010	0.25400
Н-декан	$C_{10}H_{22}$	0.008087	142.276	617.50	2.11	0.4890	4.1885	0.25636
Диоксид углерода	CO_2	0.011500	44.010	304.20	7.38	0.2100	3.1723	0.27400
Азот	N_2	0.015500	28.016	126.26	3.40	0.0350	3.2147	0.29160

компонента в газовой фазе.

Для научного обоснования оптимального режима разработки (по максимальной добыче конденсата и минимальным внутрислоевым потерям) типичного газоконденсатного месторождения с использованием сайклинг-процесса было выполнено математическое моделирование фильтрационных процессов на период времени 92 месяца (7 лет и 8 месяцев) с марта 2003 года (начало сайклинг-процесса) по октябрь 2010 года.

Ретроспективный расчетный период времени с марта 2003 года по октябрь 2005 года служил для калибровки математической модели (уточнение недостающих по территории месторождения исходных данных, таких как пористость, проницаемость, толщина пласта) на основании численных экспериментов, последующего сопоставления результатов расчетов с существующими данными эксплуатации. Для прогнозного периода времени с ноября 2005 года по октябрь 2010 года моделировалась разработка месторождения на истощение, а также для трех вариантов сайклинг-процесса.

Добыча газового конденсата на модельном месторождении выполняется в условиях неоднородно-слоистой структуры геологических разрезов, а также значительного количества геологических разломов, которые усложняют взаимосвязь отдельных залежей.

3.1. Результаты расчетов фильтрации газа и газового конденсата при разработке месторождения на истощение

Расчеты выполнялись для двух вариантов разработки месторождения на истощение. В первом принималось, что на протяжении ретроспективного периода с марта 2003 года по октябрь 2005 года разработка газового конденсата осуществлялась в условиях сайклинг-процесса (как и в реальных условиях), а затем в конце ретроспективного периода сайклинг-процесс прекращался и дальнейшая разработка месторождения с ноября 2005 года до конца прогнозного периода (октябрь 2010 года) проводилась только на истощение.

Во втором варианте принималось, что разработка месторождения с начала расчетного периода, то есть с марта 2003 года, до конца прогнозного периода (октябрь 2010 года) происходила без внедрения сайклинг-процесса, то есть на истощение.

Сравнение результатов расчетов по этим вариантам дало возможность оценить изменения давлений, КГФ, месячных объемов добычи и суммарной добычи конденсата на протяжении расчетного периода для обоих вариантов разработки на истощение.

На рис. 4–5 показаны поля давлений для двух характерных моментов времени для второго варианта разработки месторождения на истощение.

На рис. 6–7 показаны изменения расчетных пластовых давлений по скважинам 103, 112, 119 для обоих вариантов разработки месторождения на истощение, а также изменения реальных (по технологическим журналам разработки) давлений

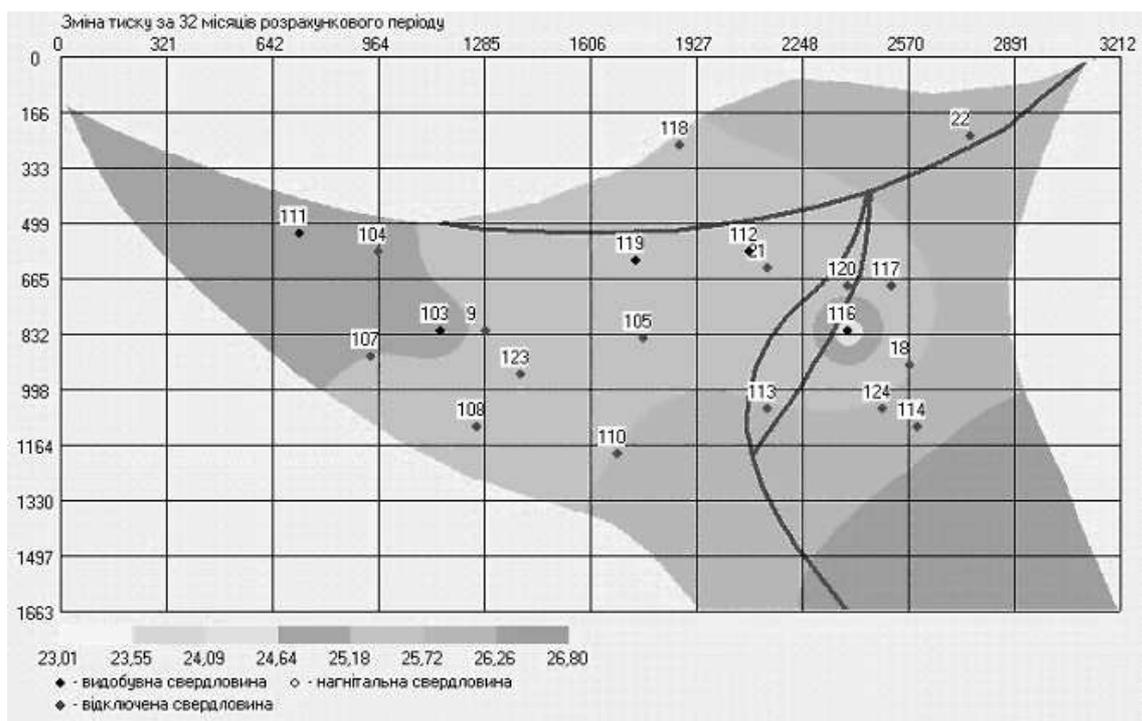


Рис. 4. Изменение давления за 32 месяца расчетного периода для второго варианта разработки месторождения на истощение

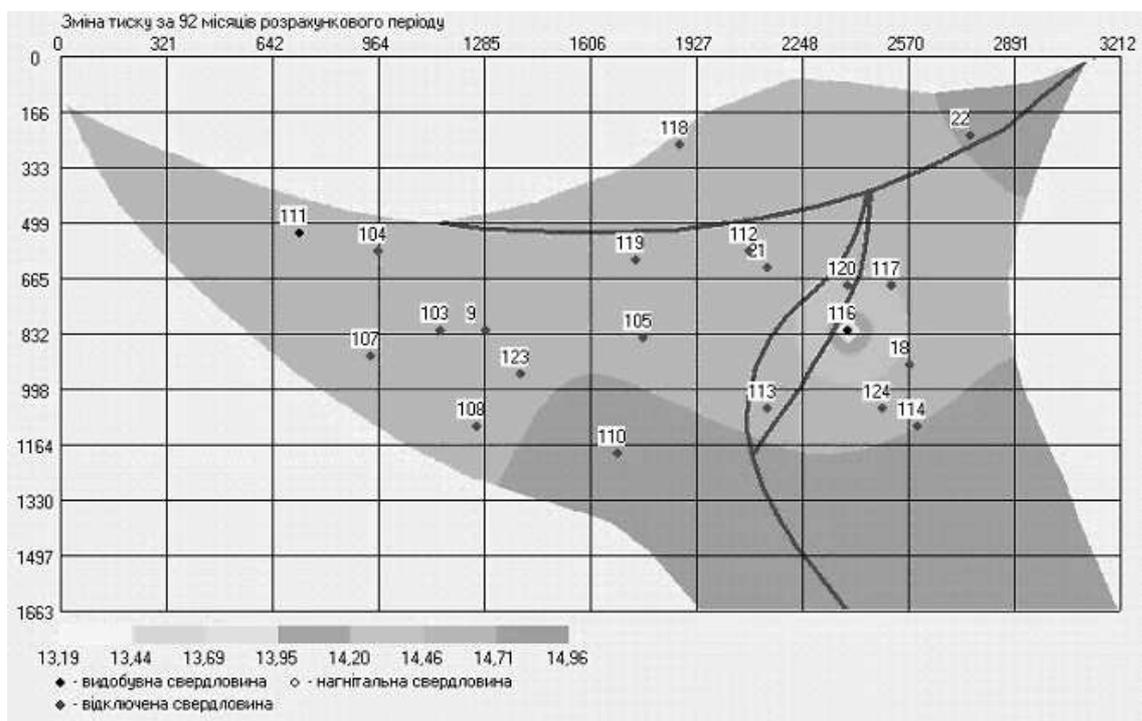


Рис. 5. Изменение давления за 92 месяца расчетного периода для второго варианта разработки месторождения на истощение

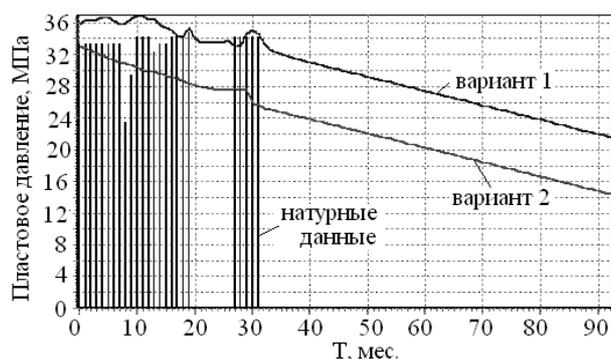


Рис. 6. Пластовое давление (МПа) в скважине 112 при разработке месторождения на истощение

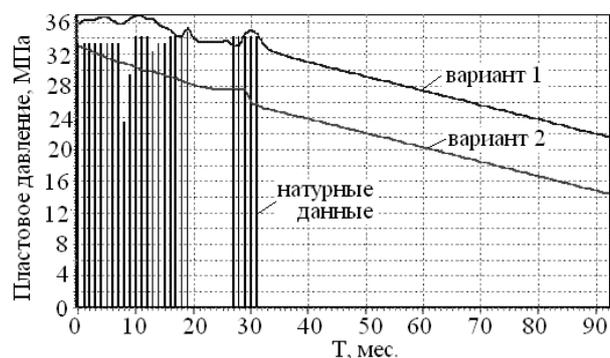


Рис. 7. Пластовое давление (МПа) в скважине № 119 для двух вариантов разработки месторождения на истощение

в виде столбчатой диаграммы. Сопоставление результатов расчетов по первому варианту и натурных данных показало их хорошее совпадение. Это свидетельствует о том, что уточненные при калибровке модели параметры дали возможность добиться адекватности модели реальным условиям разработки месторождения.

На рис. 8 показаны изменения общих объемов добычи конденсата для обоих вариантов разработки.

Анализ результатов расчетов распределения давления и добычи газа для двух вариантов разработки месторождения на истощение показал, что при разработке месторождения на истощение (особенно по второму варианту) на конец прогнозного периода пластовые давления на некоторых участках месторождения упали бы ниже 15 МПа, что могло привести к значительным внутрипластовым потерям конденсата.

В то же время, разработка месторождения на истощение по первому варианту (то есть с применением сайклинг-процесса на протяжении ретро-

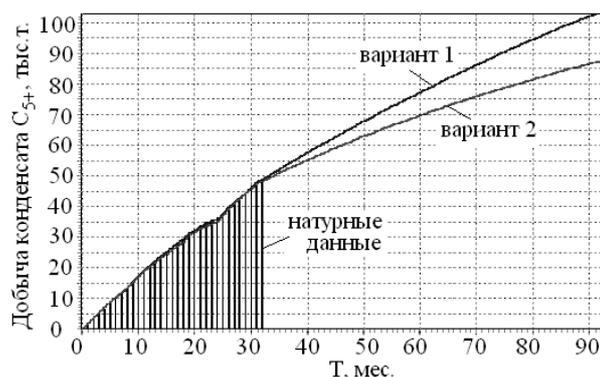


Рис. 8. Общие объемы образования конденсата C_{5+} , тыс.т. (для типичного месторождения) для двух вариантов разработки на истощение

спективного периода с марта 2003 года по октябрь 2005 года) дало дополнительные объемы добычи конденсата в количестве 14.8 – 15.5 тыс.т. по сравнению со вторым вариантом разработки. Таким образом, внедрение сайклинг-процесса на месторождении в 2003 году было совершенно оправданным техническим решением.

3.2. Результаты расчетов фильтрационных процессов в условиях сайклинг-процесса на протяжении прогнозного периода времени

Прогнозные расчеты выполнялись для трех вариантов разработки месторождения в условиях сайклинг-процесса.

В первом варианте на протяжении прогнозного периода с ноября 2005 года по октябрь 2010 года моделировалась разработка месторождения с использованием скважин, которые производили разработку месторождения на конец ретроспективного периода, с расходами для добывающих скважин № 103 – 2.0 млн.м³/мес., № 111 – 3.00 млн.м³/мес., № 116 – 3.00 млн.м³/мес., для нагнетательной скважины № 119 – 6.00 млн.м³/мес. Таким образом, объем сухого газа, закачиваемого в пласт, составляет 0.75 объема, который добывается, причем такое соотношение относительно общих объемов добычи и нагнетания сохраняется для второго и третьего вариантов.

Распределение КГФ на конец прогнозного периода для варианта 1 на рис. 11 показывает, что на территории месторождения существует зона, с высоким содержанием конденсата, которая отделена от влияния нагнетательных скважин тектоническими разломами, где расположена добывающая скважина № 116, а также скважины 22, 117, 18, 124, которые не принимают непосредственного

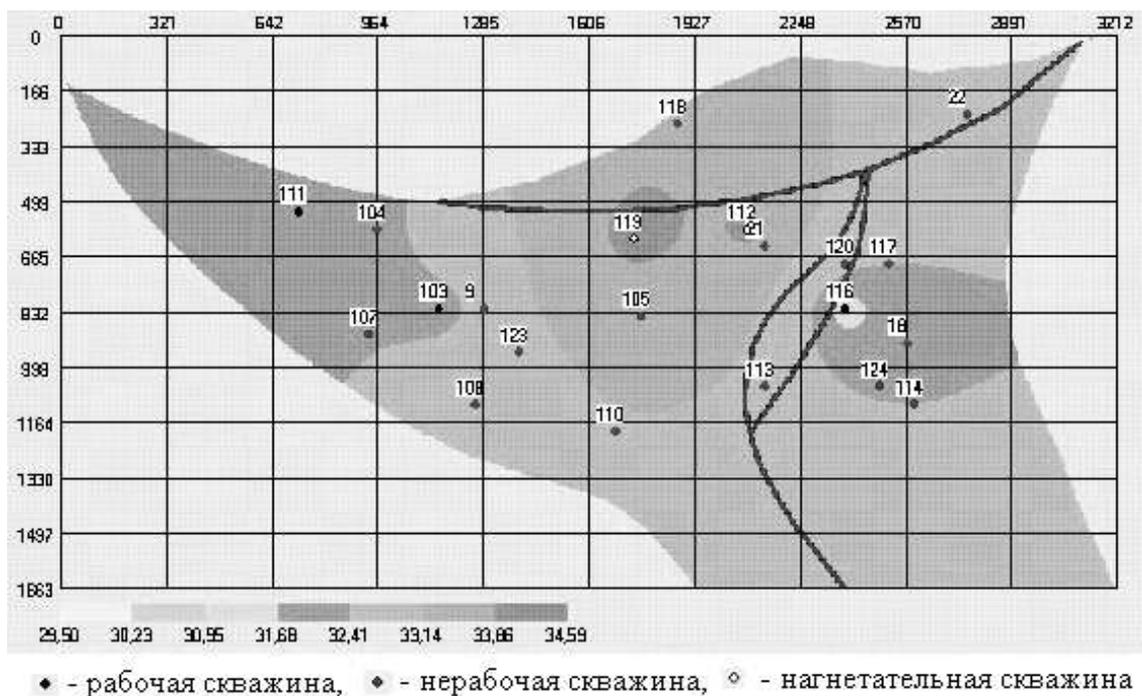


Рис. 9. Изменение давления за 32 месяца расчетного периода для первого варианта разработки месторождения в условиях сайклинг-процесса

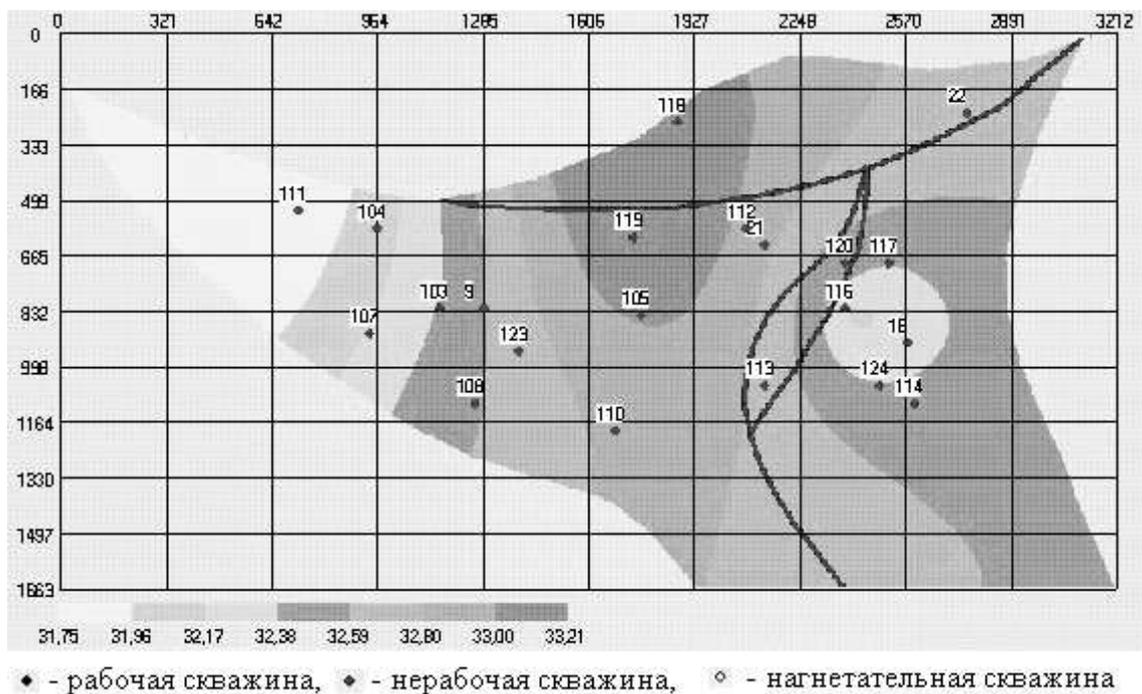


Рис. 10. Изменение давления за 93 месяца расчетного периода для первого варианта разработки месторождения в условиях сайклинг-процесса

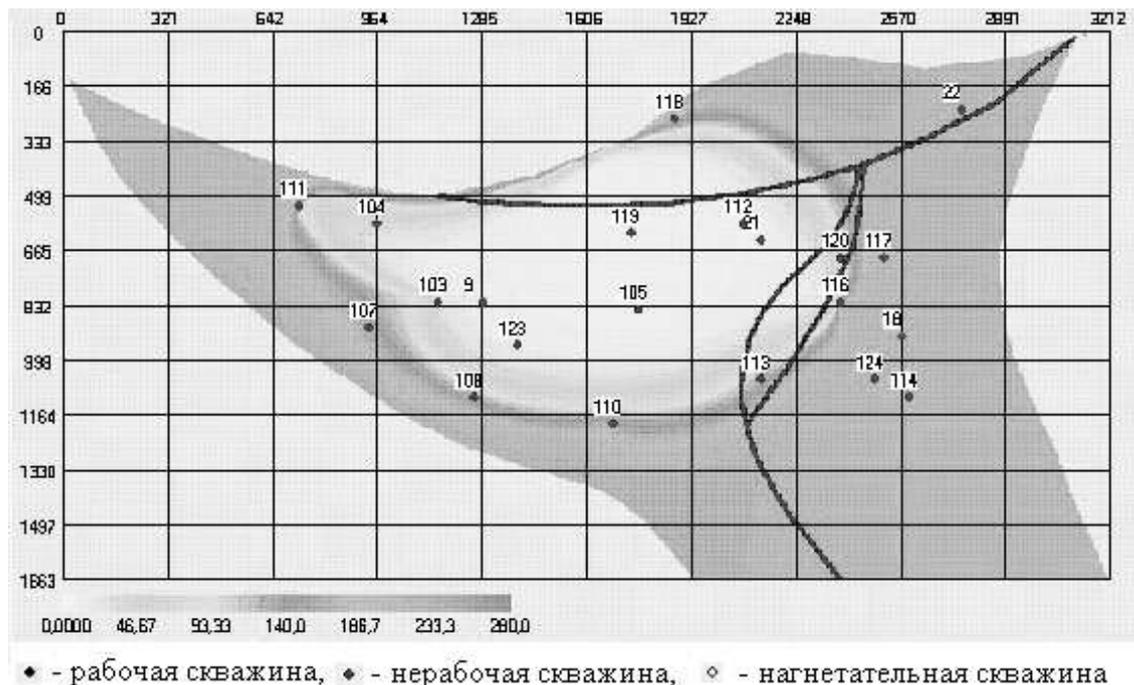


Рис. 11. Изменение ГКФ за 93 месяца расчетного периода для первого варианта разработки месторождения в условиях сайклинг-процесса

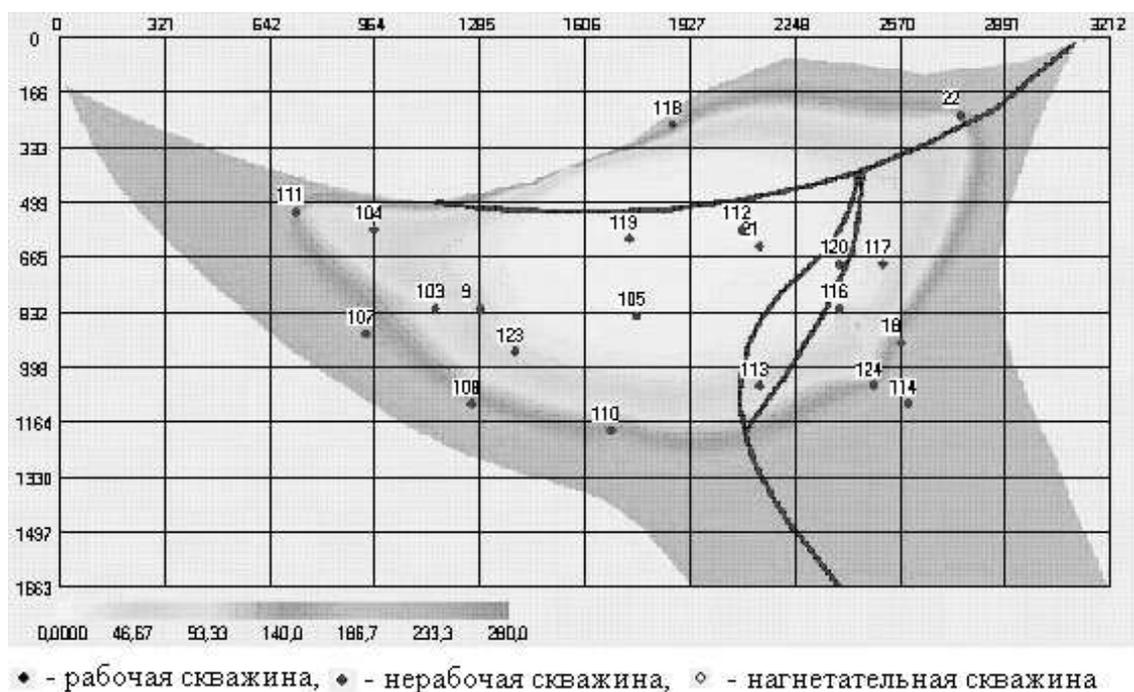


Рис. 12. Изменение ГКФ за 93 месяца расчетного периода для второго варианта разработки месторождения в условиях сайклинг-процесса

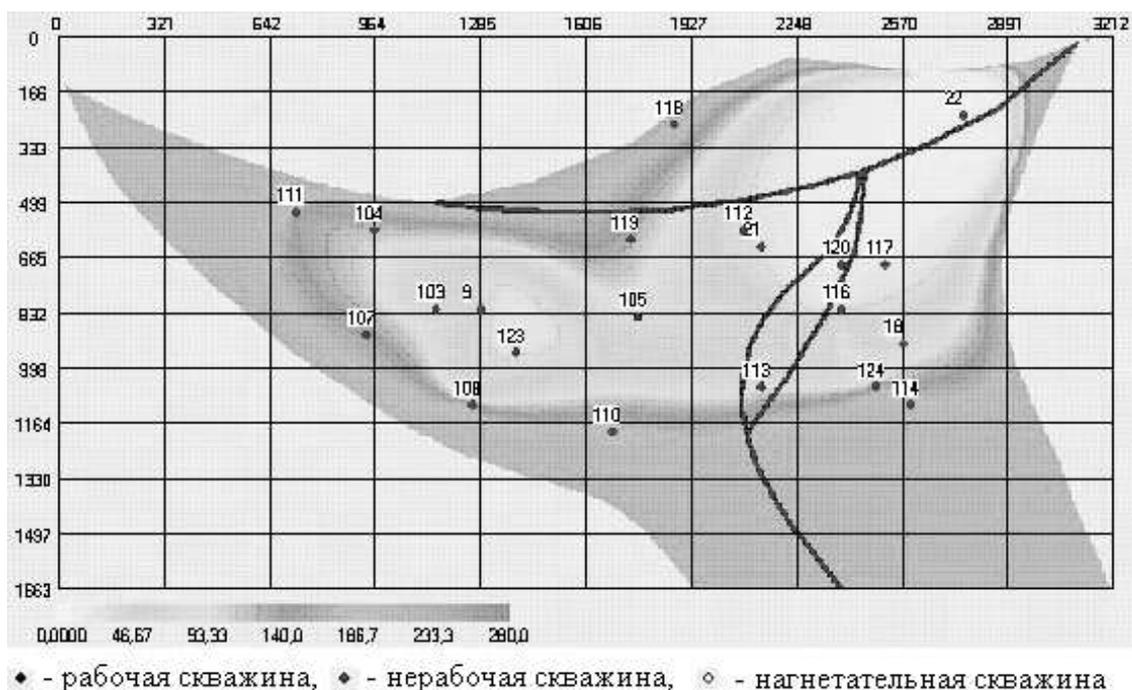


Рис. 13. Изменение ГКФ за 93 месяца расчетного периода для третьего варианта разработки месторождения в условиях сайклинг-процесса

участия в разработке продуктивного газоносного горизонта.

Второй и третий варианты расчетов имели научно-методический характер с целью наметить возможные варианты повышения добычи конденсата с привлечением дополнительных скважин, что, безусловно, требует некоторых работ по их обустройству.

Во втором варианте к существующим скважинам, в сравнении с вариантом 1, на газоносном горизонте добавляются добывающие скважины 22 и 124, причем общие объемы газа, которые добываются и нагнетаются, и горизонт остаются такими же, как и для варианта 1. Скважина 103 исключается из добычи из-за прорыва сухого газа. На прогнозный период задавались равные расходы для добывающих скважин № 22, 111, 116, 124, что составляет по 2.00 млн.м³/мес, а для нагнетательной скважины № 119 – 6.00 млн.м³/мес.

Анализ распределения ГКФ на конец расчетного периода для второго варианта на рис. 12 показал, что в районе скважины 22 сохраняется зона с повышенным значением ГКФ. Это дает основания для еще одного варианта моделирования разработки горизонта Т-1 в условиях сайклинг-процесса.

Третий вариант разработки месторождения отличается от второго добавлением добываю-

щей скважины 108 вместо скважины 22, которая используется как нагнетательная. На прогнозный период времени задавались равные расходы для добывающих скважин № 108, 111, 116, 124, которые составляли по 2.00 млн.м³/мес, а для нагнетательной скважины № 22 – 6.00 млн.м³/мес.

Сравнение результатов расчетов по этим вариантам дает возможность оценить изменения давления, ГКФ, месячной и суммарной добычи на протяжении расчетного периода для трех вариантов разработки в условиях сайклинг-процесса.

На рис. 9 – 10 показаны распределения давления на модельном газоконденсатном месторождении для двух характерных моментов времени для первого варианта разработки месторождения в условиях сайклинг-процесса.

На рис. 11 – 13 показаны распределения ГКФ на конец расчетного периода для первого, второго и третьего вариантов разработки. На рис. 14 – 16 показаны изменения ГКФ по скважинам на модельном газоконденсатном месторождении по скважинам 108, 111, 103 для первого, второго и третьего вариантов разработки месторождения в условиях сайклинг-процесса.

На рис. 17 показаны изменения во времени месячной добычи конденсата, а на рис. 18 – суммарной добычи конденсата в течение расчетного периода

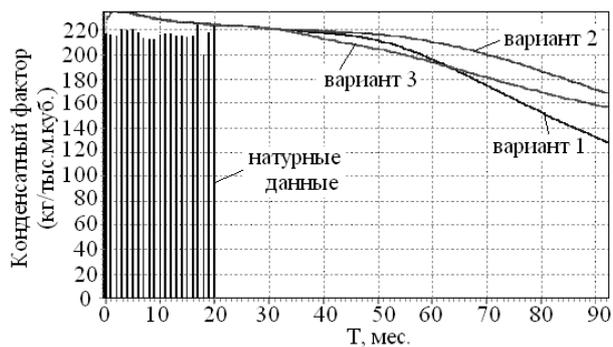


Рис. 14. Конденсатный фактор (кг/тыс.м.куб) на скважине №108 при разработке месторождения в условиях сайклинг-процесса

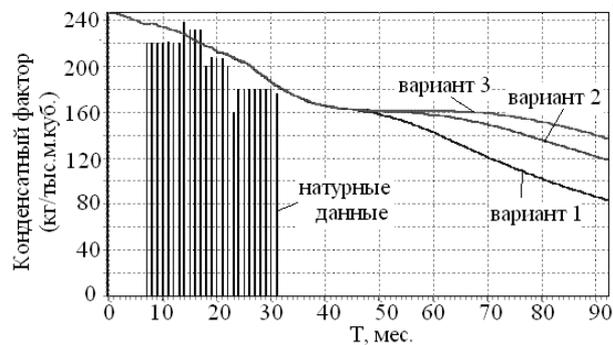


Рис. 15. Конденсатный фактор (кг/тыс.м.куб) на скважине №111 при разработке месторождения в условиях сайклинг-процесса

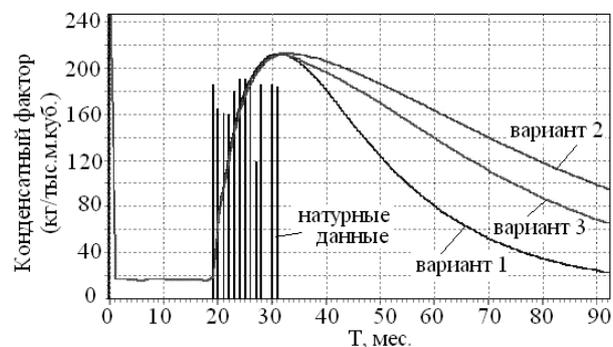


Рис. 16. Конденсатный фактор (кг/тыс.м.куб) на скважине №103 при разработке месторождения в условиях сайклинг-процесса

времени для тех же вариантов разработки месторождения в условиях сайклинг-процесса.

Анализ результатов математического моделирования показал, что разработка месторождения в условиях сайклинг-процесса по второму варианту дает дополнительные объемы добычи конденсата

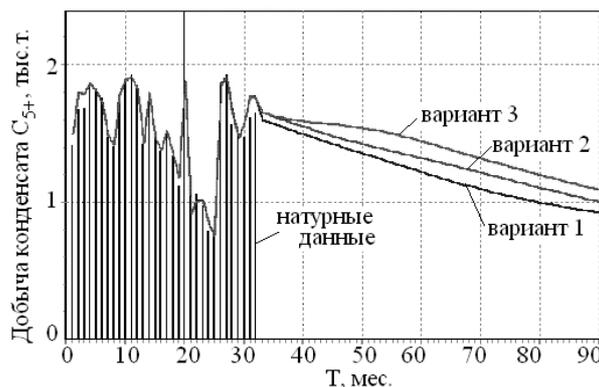


Рис. 17. Месячный объем добычи конденсата C_{5+} , тыс.т. при разработке месторождения в условиях сайклинг-процесса

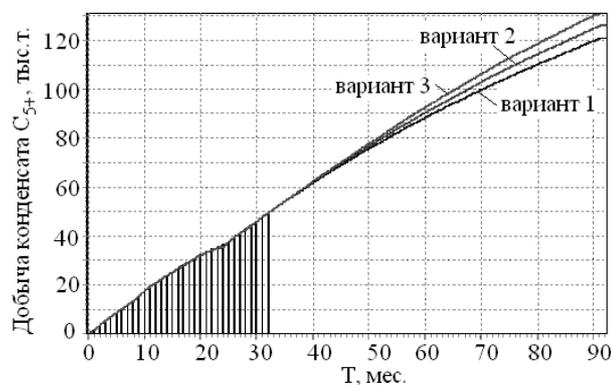


Рис. 18. Общие объемы добычи конденсата C_{5+} , тыс.т. при разработке месторождения в условиях сайклинг-процесса

в количестве 5–6 тыс.т. по сравнению с первым вариантом, а по третьему варианту – 10–12 тыс.т. по сравнению с первым вариантом.

Таким образом, анализ полученных результатов показал, что внедрение третьего варианта технологии сайклинг-процесса оказывается наиболее выгодным.

Поскольку процесс моделирования является многоэтапным, то приведенные выше результаты моделирования при расчетах конкретных месторождений обычно рассматриваются как предварительные и на последующих этапах уточняются по мере получения недостающих исходных данных, в том числе с учетом корректировки режима сайклинг-процесса.

ВЫВОДЫ

Разработанные математическая модель плановой равновесной фильтрации двухфазной многокомпонентной углеводородной смеси с учетом фазовых переходов, а также метод численного решения уравнений и программа для ПК позволяют моделировать различные варианты разработки газоконденсатных месторождений как в режиме истощения, так и с использованием различных модификаций (непрерывный, ступенчатый, с монотонно уменьшающимся объемом закачиваемого газа) технологии сайклинг-процесса.

Увеличение добычи газового конденсата за счет перенаправления фильтрационных потоков при оптимизации режимов разработки без увеличения количества скважин на месторождении является экономически наиболее выгодным и может быть теоретически обосновано для различных технологических режимов на основе математических экспериментов по описанной выше методике.

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем.– М.: Недра, 1982.– 407 с.
2. Берлин М.А., Гореченков В.Г., Волков Н.П. Разработка нефтяных и природных газов.– М.: Химия, 1981.– 472 с.
3. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей.– М.: Недра, 1984.– 264 с.
4. Гуревич Г.Р., Карлинский Е.Д. Сепарация природного газа на газоконденсатных месторождениях.– М.: Недра, 1982.– 197 с.
5. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное руководство в 2 т./ Под ред. Ю.П. Коротяева, Р.Д. Маргулова.– М.: Недра, 1984.– 360 и 288 с.
6. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений.– М.: Недра, 1998.– 603 с.
7. Калашников О.В., Иванов Ю.В., Будняк С.В. Вопросы адекватности теплофизической базы программных систем HYSYS, PRO-2, ГАЗКОНДНЕФТЬ // Экотехнологии и ресурсосбережение.– 1999.– № 6.– С. 13–18.
8. Кондрат Р.М. Газоконденсатотдача пластов.– М.: Недра, 1992.– 255 с.
9. Многомерная и многокомпонентная фильтрация: Справочное пособие / С.Н. Закиров, Б.Е. Сомов, В.Я. Гордон и др.– М.: Недра, 1984.– 295 с.
10. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений / С.Н. Закиров, В.И. Васильев, А.И. Гутников и др.– М.: Недра, 1982.– 197 с.
11. Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа.– М.: Недра, 1976.– 335 с.
12. Фик І.М. Геолого-фізичні передумови і технології регулювання сайклинг-процесу // Нафт. і газова пром-сть.– 1997.– № 2.– С. 23–24.
13. Фик І.М., Співак В.Є., Касьян В.М. Перспективи підвищення ефективності сайклинг-процесу на Тимофіївському нафтогазоконденсатному родовищі // Нафт. і газова пром-сть.– 2002.– № 5.– С. 24–26.
14. Кремез В.С., Немчин О.Ф., Рибичч І.Й., Слюк Б.Б., Яковлев В.В. Підвищення конденсатовилучення з родовищ на основі регульованого сайклинг-процесу // Збірник наукових праць науково-практичної конференції "Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України".– Івано-Франківськ.– 2003.– С. 88–103.
15. Кремез В.С., Рибичч І.Й., Калугин Ю.И., Немчин О.Ф., Яковлев В.В. Оптимізація процесів конденсатовилучення при розробці газоконденсатних родовищ на виснаження // Українська нафтогазова академія. Матеріали 8-ої Міжнародної науково-практичної конференції "Нафта і газ України - 2004", Судаки, 29 вересня - 1 жовтня 2004 р.– Київ, 2004.– том 2.– С. 76–77.
16. Роуч П. Вычислительная гидродинамика.– М.: Мир, 1980.– 615 с.
17. Рихтмайер Р., Мортон К. Разностные методы решения краевых задач.– М.: Мир, 1972.– 418 с.
18. Juanes R., Patzek T. W. Relative permeabilities for strictly hyperbolic models of three-phase flow in porous media // Transp. Porous Media.– 2004.– 57(2).– P. 125–152.