

О МАТЕМАТИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Аргунова К.К., Бондарев Э.А., Попов В.В., Рожин И.И.

Институт проблем нефти и газа СО РАН, Якутск

На примере истории разработки Мессояхского газового месторождения Красноярского края и Средне-Ботуобинского газоконденсатного месторождения Республики Саха (Якутия) продемонстрированы возможности математического моделирования для прогноза возможного образования гидратов в призабойной зоне газоносных пластов. Используемая модель основана на теории многофазной неизотермической фильтрации с учетом массообмена между фазами. Ее составной частью является методика расчета равновесных условий гидратообразования по известному компонентному составу газовой смеси.

Открытое в 1967 г. Мессояхское газовое месторождение находится в опытно-промышленной разработке с 1969 г. В 1970 г. началась его промышленная эксплуатация. Залежи газа установлены в отложениях терригенной сеноманской толщи, регионально газоносной на севере Западной Сибири. Основным продуктивным горизонтом этого месторождения является терригенная долганская свита (сеноман).

По оценкам авторов открытия о существовании скоплений газа в виде гидратов в земных недрах (В.Г. Васильев, Ю.Ф. Макогон, Ф.А. Требин, А.А. Трофимук и Н.В. Черский) верхняя пачка долгановской свиты находится в гидратном состоянии. При раздельном испытании скважин в верхней и нижней пачках наблюдается резкое различие в дебитах газа: в верхней абсолютные дебиты газа не превышают 250 тыс. м³/сут; в нижней они редко меньше 500 м³/сут. Это обстоятельство, возможно, связано с наличием в верхней пачке гидратной шапки. В то же время авторы отчета 2006 г. считают, что «несмотря на большой объем геолого-промысловой информации (пробурено 11 разведочных и 50 эксплуатационных скважин) строение залежей долганской свиты до сих пор не ясно» [1].

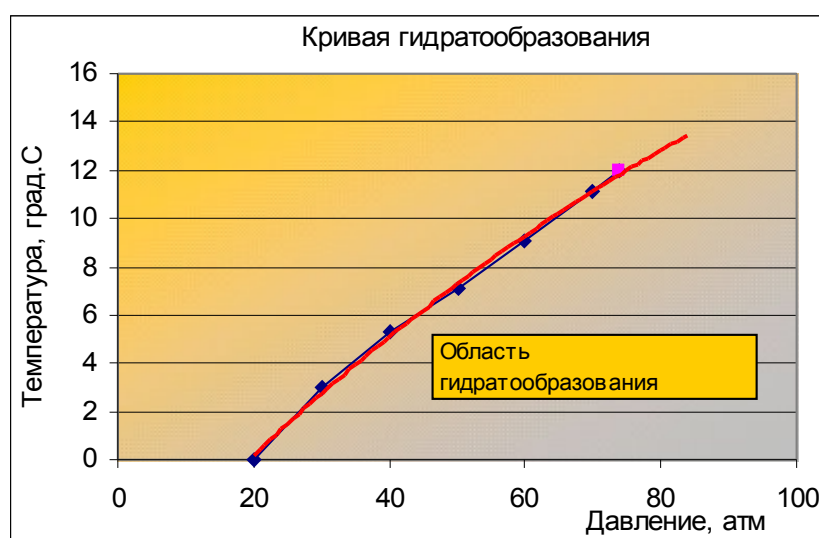
Из этого же отчета следует, что при освоении первых скважин Мессояхского месторождения, в связи с низкой пластовой температурой, даже при малых депрессиях на пласт происходило интенсивное гидратообразование в стволе скважины и резкое снижение притока газа. По этой причине призабойная зона этих скважин предварительно обрабатывалась ингибиторами: метанолом и хлористым кальцием. Дальнейшая эксплуатация газовых скважин

сеноманского горизонта показала, что одной из основных причин осложнений является образование гидратных пробок в насосно-компрессорных трубах и устьевом оборудовании. Это и понятно, так как устьевая температура работающих скважин составляет $+1\text{ }^{\circ}\text{C}$. Для предотвращения образования и ликвидации гидратных отложений в скважины постоянно подавался метанол, что потребовало монтажа оборудования для хранения ингибиторов и подачи их в скважины на кустовых площадках.

В настоящее время месторождение законсервировано для его дальнейшего изучения, в том числе, и для определения наличия или отсутствия природных газовых гидратов в долганской свите.

Следовательно, проверка возможностей математического моделирования разработки Мессояхского месторождения на данном этапе сводится к предсказанию наличия газовых гидратов до начала отбора газа и возможностей их образования в призабойной зоне скважин.

По данным отчета [1] газ Мессояхского месторождения содержит 97-99 % (по объему) метана, 0.04-0.06 % этана, тысячные доли процентов тяжелых углеводородов, а также углекислый газ 0.37-0.61 %, азот – 0.5-1.6 % и гелий до 0.01 %. Указывается также, что за время разработки состав газа практически не изменился. Для газа пласта Дл-1 кривая равновесных параметров гидратообразования представлена на рисунке ниже (рис. 7.3.1 отчета [1]).



Кривая равновесных параметров гидратообразования

Таблица 1

Компонентный состав, % объемные								Молекулярный вес	Плотность при $t = 20$ °С, $P = 760$ мм.рт.ст.	Критические параметры	
Метан	Этан	Пропан	Изобутан	Бутан	Пентан +высш.	Азот	Углек. газ			μ , г/моль	ρ , кг/м ³
CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$i-C_4H_{10}$	C_4H_{10}	C_5H_{12+}	N_2	CO_2				
99.17	0.003	0.009	0.002	0.002	0.018	0.186	0.611	16.25	0.676	191.21	47.10

В соответствии с данными таблицы 2.3.2 этого же отчета состав газа, осредненный по устьевым пробам из пяти скважин, на 01.01.06 выглядит следующим образом (см. табл. 1). Кроме фактических данных эта таблица содержит вычисленные значения молекулярного веса и критических параметров газовой смеси.

Для проверки этих данных нами были выполнены расчеты равновесных условий образования гидратов и критических значений давления и температуры для газа данного состава по методике, представленной в монографии Слоуна Е.Д. [2]. Вычисленные равновесные кривые представлены на рис. 1, где кривая 1 соответствует образованию гидрата из чистой воды, а кривая 2 – образованию гидрата из пластовой воды, содержащей $NaCl$. При сравнении этих кривых с кривыми на рис. 7.3.1 из отчета [1] видно, что область возможного гидратообразования в последнем случае оказывается расширенной в сторону более низких давлений и более высоких температур.

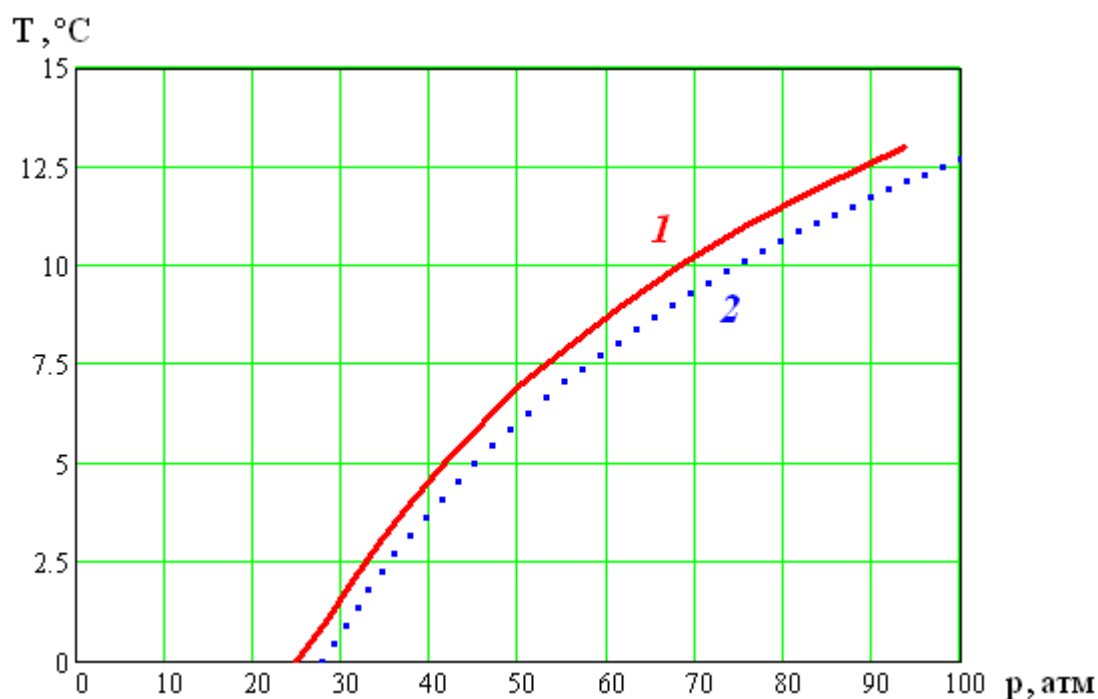


Рисунок 1. Равновесные кривые гидратообразования для газа Мессояхского месторождения (кривая 1 – чистая вода, кривая 2 – пластовая вода)

В этой связи нами была проведена оценка точности методики [2] путем сопоставления результатов вычислений с экспериментальными данными, полученными для пластового газа Иреляхского газоконденсатного месторождения Республики Саха (Якутия) в лаборатории техногенных газовых гидратов Института проблем нефти и газа СО РАН. Состав газа, определенный с помощью современного хроматографа «Кристалл 2М», был следующим: CH_4 – 84.16, C_2H_6 – 3.78, C_3H_8 – 1.50, $i-C_4H_{10}$ – 0.60, $n-C_4H_{10}$ – 0.54, C_5H_{12+} высшие – 0.97, N_2 – 8.31, CO_2 – 0.14 % об. Для экспериментального определения равновесных условий образования гидратов в пористых средах использовался метод дифференциального термического анализа (ДТА). Данный метод является одним из наиболее чувствительных и совершенных, позволяющий исследовать фазовые превращения чистых веществ и соединений по сопровождающим эти превращения тепловым эффектам. Особое признание метод ДТА получил при определении температур фазовых превращений веществ. В его основе лежит автоматическая регистрация изменения температуры исследуемого образца и разности температур между образцом и эталоном при их нагревании (охлаждении).

Результаты сопоставления теоретических расчетов с экспериментальными данными представлены на рис. 2, где точками представлены результаты измерений, кривая 1 – аппроксимация экспериментальных данных методом кубических сплайнов, кривая 2 – результаты расчетов по методике [2]. Из этих результатов можно сделать вывод о том, что эта методика несколько сужает область возможного образования гидратов в области малых давлений и низких температур. Однако при этом надо иметь ввиду существенные различия состава газов Мессояхского и Иреляхского месторождений. Например, содержание метана для первого составляет 99 %, а для второго – только 84 %. Вычисленное значение критической температуры равно 191.202 К, что очень близко к результату табл. 1; вычисленная величина критического давления – 46.893 атм, что отличается от значения в табл. 1 на 0.44 %.

Таким образом, учитывая чрезвычайную трудоемкость экспериментальных исследований равновесных условий образования гидратов природных газов, трудности транспортировки газовых проб, предпочтение следует отдать

расчетным методам, в частности, – методу Е.Д. Слоуна [2] или более простому методу, но менее точному методу В.А. Истомина [3].

Опираясь на эти методы, мы далее рассмотрим возможности методов математического моделирования для описания особенностей добычи газа из месторождений, начальные пластовые условия которых близки к равновесным условиям образования гидратов. Рассмотрение будет выполнено на примере двух месторождений: Мессояхского в Красноярском крае и Средне-Ботуобинского в Республике Саха (Якутия).

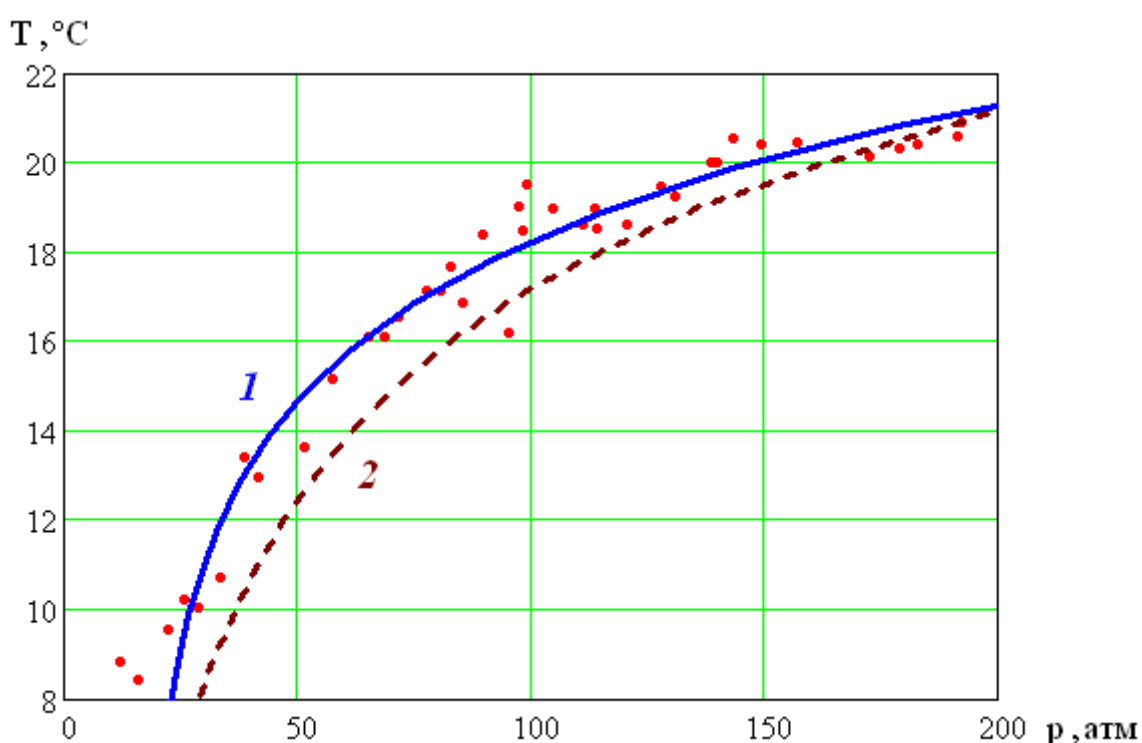


Рисунок 2. Равновесные условия образования гидратов для газа Иреляхского месторождения (точки – результаты измерений, кривая 1 – аппроксимация экспериментальных данных методом кубических сплайнов, кривая 2 – результаты расчетов по методике [2])

Для Мессояхского месторождения одним из основных вопросов, на которые должен дать ответ дополнительный комплекс геологоразведочных работ, является вопрос о существовании гидратов до начала его разработки. Кроме этого, необходимо объяснить причину резкого снижения дебита газа при его отборе без предварительной обработки призабойной зоны метанолом или другим ингибитором гидратообразования. Для этой цели нами был выполнен

вычислительный эксперимент, в котором моделировалось первое испытание скважины. Для описания процессов в призабойной зоне была выбрана модель неизотермической фильтрации несовершенного газа, в которой перенос тепла за счет теплопроводности считался пренебрежимо малым. Считалось, что поведение газа описывается уравнением Берглю, которое дает достаточную точность до давлений 15 МПа. В этом случае коэффициент несовершенства газа и коэффициент дросселирования имеют следующий вид:

$$z = 1 + 0.07 \frac{p}{T} \left(1 - \frac{6}{T^2} \right), \quad e = \frac{R}{c_p} \left(\frac{18}{T^2} - 1 \right), \quad (1)$$

где R – газовая постоянная, c_p – теплоемкость газа; давление и температура в уравнениях (1) отнесены к соответствующим критическим значениям.

Тогда из системы уравнений неизотермической фильтрации можно в явном виде получить связь между давлением и температурой в виде

$$p = p_0 - \frac{c_p}{R} \left(T_0 - T + \frac{1}{\sqrt{18}} \left[\ln \left(\frac{2T + \sqrt{18}}{2T - \sqrt{18}} \right) - \ln \left(\frac{2T_0 + \sqrt{18}}{2T_0 - \sqrt{18}} \right) \right] \right) \quad (2)$$

Решение (2) можно использовать для оценки изменения давления и температуры при заданных начальных данных. Следует только иметь ввиду, что в этом выражении начальные температура и давление отнесены к соответствующим критическим значениям, то есть, зависят от состава газа.

Результаты вычислений, выполненные для начальных значений давления и температуры 73.03 атм и 283.78 К, были сопоставлены с равновесными кривыми образования гидратов, представленными на рис. 1. Соответствующие кривые представлены на рис. 3, где кривая 1 соответствует расчету по формуле (2), кривая 2 – равновесные условия при образовании гидрата из чистой воды, кривая 3 – равновесные условия при образовании гидратов из пластовой воды, кривая 4 – начальное пластовое давление на Мессояхском месторождении. Из этого рисунка следует, что образование гидратов начнется практически сразу после начала отбора газа (безразмерная начальная температура равна 1.478, а безразмерная температура гидратообразования при начальном пластовом давлении равна 1.479). Соответствующие изменения безразмерной температуры и безразмерного давления по пространственной координате (полулогарифмическая шкала) представлены на рис. 4 и 5. Понятно также, что при этом должно происходить

быстрое снижение дебита именно из-за образования гидратов в призабойной зоне скважины. Однако, для рассмотрения динамики этого процесса требуется привлечение более сложной математической модели, к описанию которой мы и перейдем.

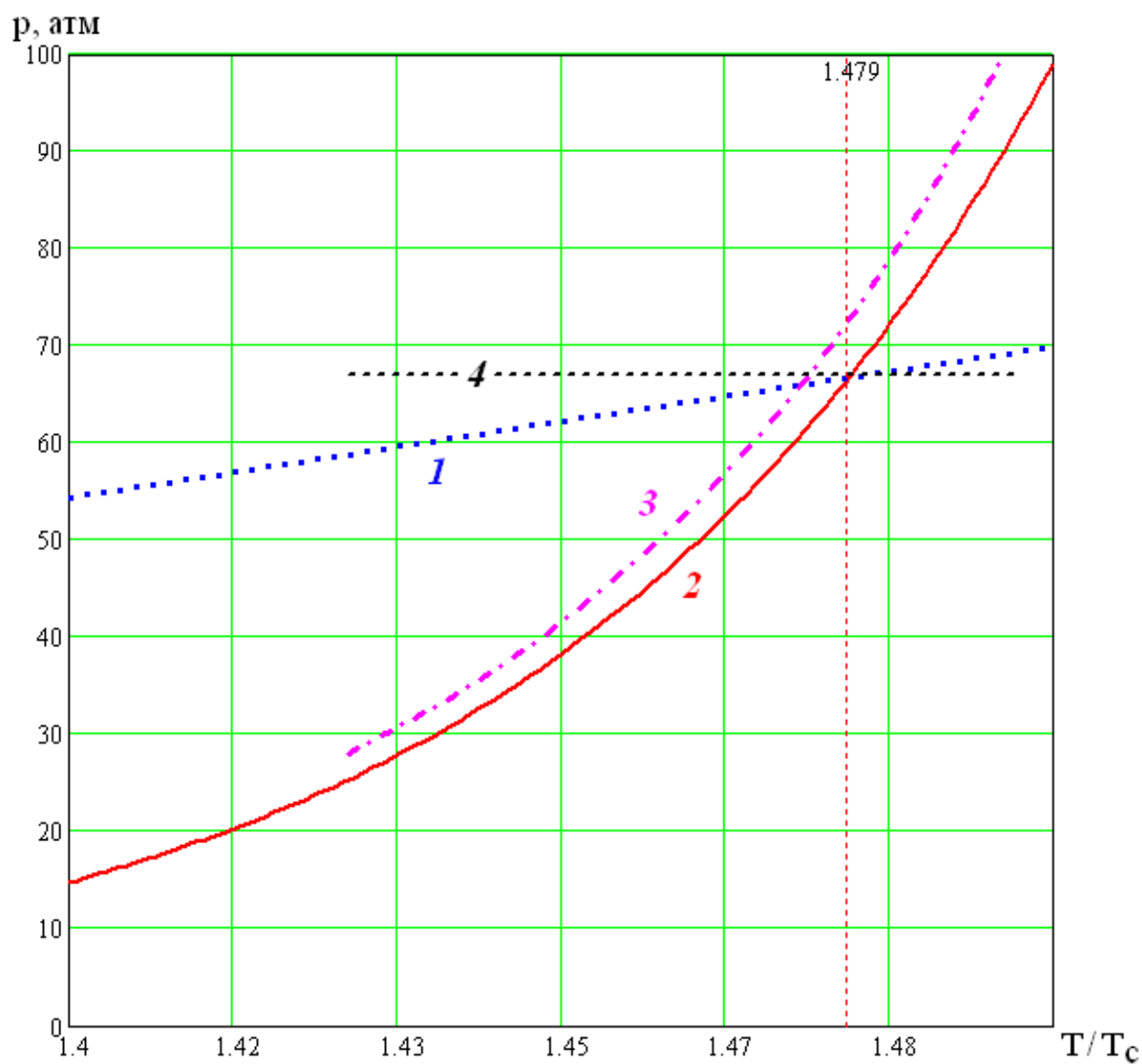


Рисунок 3. Изменение давления и температуры в начальный период отбора газа из Мессояхского месторождения (кривая 1 соответствует расчету по формуле (2), кривая 2 – равновесные условия при образовании гидрата из чистой воды, кривая 3 – равновесные условия при образовании гидратов из пластовой воды, кривая 4 – начальное пластовое давление)

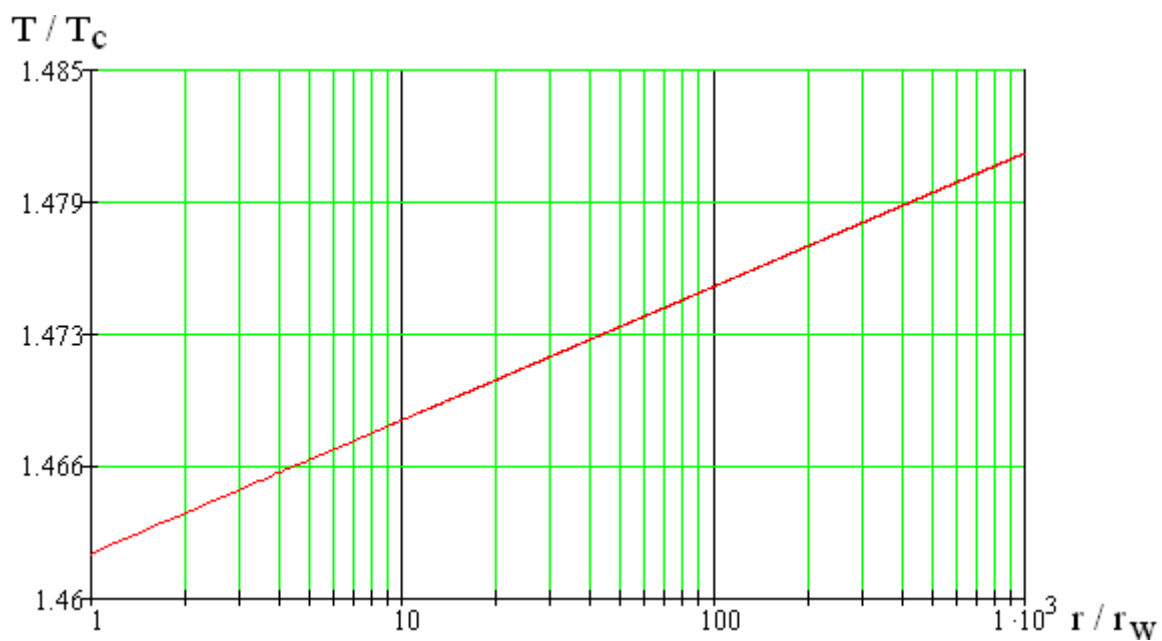


Рисунок 4. Зависимость безразмерной температуры от безразмерной радиальной координаты

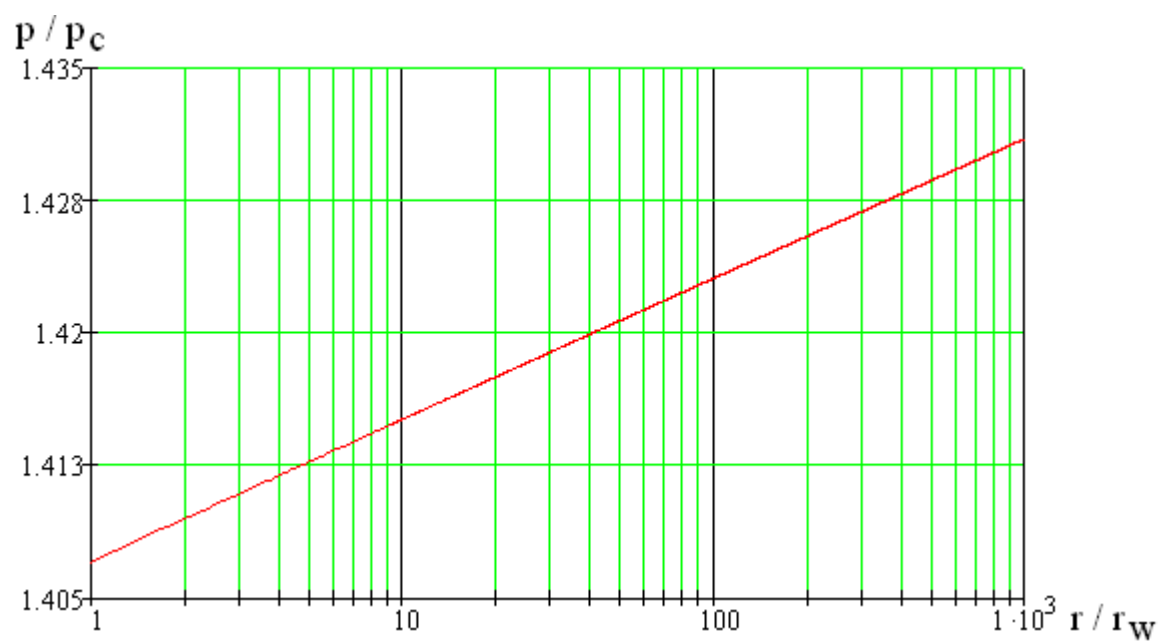


Рисунок 5. Зависимость безразмерного давления от безразмерной радиальной координаты

Для построения математической модели воспользуемся модифицированными уравнениями теории неізотермической многофазной фильтрации, которые выводятся на основе фундаментальных законов сохранения массы и энергии [4]. Роль уравнений движения здесь играет обобщенный закон фильтрации Дарси, коэффициенты проницаемости в котором являются функциями насыщенности соответствующей фазой. Для замыкания системы необходимо добавить уравнения состояния каждой фазы. В данном случае считается, что поведение газа описывается уравнением Берглю, а вода и гидрат несжимаемы.

Предположим, что разложение газовых гидратов происходит в пористой среде, изначально насыщенной термодинамически равновесной смесью воды, газа и газового гидрата. Скелет пористой среды недеформируем, газ находится только в газообразном и гидратном состояниях; вода только в жидком и гидратном, то есть образования льда и пара не происходит. Рассмотрение выполним для осесимметричной задачи о притоке газа к совершенной скважине в горизонтальном пласте, кровля и подошва которого непроницаемы и теплоизолированы. Будем считать, что доля теплопроводности в общем балансе переноса тепла пренебрежимо мала по сравнению с конвекцией, то есть в уравнении энергии положим равным нулю кондуктивную составляющую. Тогда в цилиндрических координатах оно примет вид:

$$\begin{aligned}
 & (\rho c)_e \frac{\partial T}{\partial t} - m q \rho_h \frac{\partial v}{\partial t} - m(1-v-\sigma) \left(1 + \frac{T}{z} \frac{\partial z}{\partial T} \right) \frac{\partial p}{\partial t} - \\
 & - k \left(\rho_w c_w \frac{f_w}{\mu_w} + \rho_g c_g \frac{f_g}{\mu_g} \right) \frac{\partial p}{\partial r} \frac{\partial T}{\partial r} - \rho_g c_g \frac{f_g}{\mu_g} \frac{RT^2}{c_p p} \frac{\partial z}{\partial T} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 = 0,
 \end{aligned} \quad (3)$$

где $(\rho c)_e$ – эффективное значение объемной теплоемкости пористой среды, содержащей газ, гидрат и воду.

В этих же координатах запишем уравнения фильтрации газа

$$m \frac{\partial}{\partial t} \left((1-\sigma-v) \frac{p}{zT} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{k(1-v)f_g}{\mu_g} \frac{p}{zT} \frac{\partial p}{\partial r} \right) - m \rho_h \varepsilon R \frac{\partial v}{\partial t} \quad (4)$$

и воды

$$m \frac{\partial \sigma}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{k(1-v)f_w}{\mu_w} \frac{\partial p}{\partial r} \right) - m(1-\varepsilon) \frac{\rho_h}{\rho_w} \frac{\partial v}{\partial t}. \quad (5)$$

Уравнения (3)-(5) замыкаются соотношениями для фазовых проницаемостей воды и газа, условием термодинамического равновесия для гидрата

$$T = a \ln p + b ,$$

где a, b – эмпирические константы, определяемые по экспериментальным данным для газа данного состава, и уравнением состояния для газа

$$\rho = p / zRT ,$$

где $z = z(p, T)$ – эмпирическая функция.

Кроме этого для однозначного решения указанной системы уравнений необходимо задать начальные и граничные условия. Из уравнений следует, что в качестве начальных условий необходимо задать начальные значения давления температуры, гидратонасыщенности и водонасыщенности:

$$p(r, 0) = p_0, \quad \sigma(r, 0) = \sigma_0, \quad v(r, 0) = v_0, \quad T(r, 0) = T_0. \quad (6)$$

В данном случае это постоянные величины. В точке отбора газа, то есть на забое скважины, можно задавать либо давление газа

$$p(r_w, t) = p_w(t), \quad (7)$$

либо его объемный дебит (приведенный к нормальным условиям)

$$2\pi r_w h \frac{\rho_g}{\rho_n} \frac{k(1-v)f_g}{\mu_g} \frac{\partial p(r_w, t)}{\partial r} = Q, \quad (8)$$

где ρ_n – плотность газа при нормальных условиях; Q – дебит газа, h – мощность пласта.

На контуре газоносного пласта задаются условие непроницаемости (отсутствие притока газа) и постоянное значение температуры:

$$\frac{\partial p(R_k, t)}{\partial r} = 0, \quad T(R_k, t) = T_0. \quad (9)$$

Здесь приняты следующие обозначения: T – температура, p – давление, σ, v – водонасыщенность и гидратонасыщенность, соответственно; ρ – плотность, c – удельная теплоёмкость, m – пористость, q – теплота фазового перехода «гидрат-газ», k – проницаемость, f – фазовая проницаемость, μ – вязкость, ε – содержание газа в единице объёма гидрата, r – пространственная координата, t – время, r_w – радиус скважины, R_k – радиус контура пласта, R – газовая

постоянная. Индексы w, g, h, s – относятся, соответственно, к воде, газу, гидрату и твердому скелету пористой среды.

Для решения поставленной задачи используется метод конечных разностей. При этом исходные уравнения, граничные и начальные условия заменяются их сеточными аналогами:

$$\begin{aligned} (c\rho)_e \frac{T_i - T_i^{n-1}}{\tau_n} - c_w \rho_w \frac{k(1-v_i) f_{w,i}}{\mu_w} \cdot \frac{p_i - p_{i-1}}{h_i} \cdot \frac{T_i - T_{i-1}}{h_i} = \\ = c_g \rho_g \frac{k(1-v_i) f_{g,i}}{\mu_g} \cdot \frac{p_i - p_{i-1}}{h_i} \cdot \frac{T_i - T_{i-1}}{h_i} - \frac{k(1-v_i) f_{g,i}}{\mu_g} \frac{T_i}{z_i} \left(\frac{\partial z}{\partial T} \right)_{i-1} \left(\frac{p_i - p_{i-1}}{h_i} \right)^2 + \\ + m(1 - \sigma_i - v_i) \left(1 + \frac{T_i}{z_i} \left(\frac{\partial z}{\partial T} \right)_i \right) \cdot \frac{p_i - p_i^{n-1}}{\tau_n} + m\rho_h q_h \frac{v_i - v_i^{n-1}}{\tau_n}, \quad n > 0, \quad i = \overline{1, N}, \end{aligned} \quad (10)$$

$$\begin{aligned} m \left((1 - \sigma_i - v_i) \frac{p}{z_i T_i} - (1 - \sigma_i^{n-1} - v_i^{n-1}) \frac{p^{n-1}}{z_i^{n-1} T_i^{n-1}} \right) \frac{\square_i r_i}{\tau_n} = \\ = \left(r \frac{k(1-v)}{\mu_g} \frac{f_g}{zT} \frac{p}{zT} \right)_{i+1/2} \frac{p_{i+1} - p_i}{h_{i+1}} - \left(r \frac{k(1-v)}{\mu_g} \frac{f_g}{zT} \frac{p}{zT} \right)_{i-1/2} \frac{p_i - p_{i-1}}{h_i} - m\rho_h \varepsilon R \frac{v_i - v_{i-1}}{\tau_n}, \quad (11) \\ n > 0, \quad i = \overline{1, N-1}, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} m \frac{\sigma_i - \sigma_i^{n-1}}{\tau_n} \square_i r_i = \left(r \frac{k(1-v)}{\mu_w} \frac{f_w}{zT} \frac{p}{zT} \right)_{i+1/2} \frac{p_{i+1} - p_i}{h_{i+1}} - \\ - \left(r \frac{k(1-v)}{\mu_w} \frac{f_w}{zT} \frac{p}{zT} \right)_{i-1/2} \frac{p_i - p_{i-1}}{h_i} - m(1 - \varepsilon) \frac{\rho_h}{\rho_w} \cdot \frac{v_i - v_i^{n-1}}{\tau_n} \square_i r_i, \quad n > 0, \quad i = \overline{1, N-1}, \end{aligned} \quad (12)$$

$$T_i^0 = T_0, \quad p_i^0 = p_0, \quad \sigma_i^0 = \sigma_0, \quad v_i^0 = v_0, \quad i = \overline{0, N}, \quad (13)$$

$$p_0 = p_w, \quad (14)$$

$$2\pi r_w h \frac{\rho_g}{\rho_n} \cdot \frac{k(1-v_0) f_g}{\mu_{g1}} \cdot \frac{p_1 - p_0}{h_1} = Q. \quad (15)$$

В разностном виде условия на правой границе записываются с первым порядком аппроксимации:

$$p_N = p_{N-1}, \quad T_N = T_0, \quad n > 0. \quad (16)$$

Для решения нелинейной системы алгебраических уравнений (10)-(16) на каждом временном слое можно использовать следующий алгоритм реализации метода простых итераций. Вначале, используя (10), исключаем из (11) выражение

$$\frac{v_i - v_{i-1}}{\tau_n}, \quad \text{при этом все } T_i \text{ заменяем через } a \ln p_i + b.$$

Алгоритм дальнейших действий заключается в следующем.

1. Из полученной системы уравнений методом потоковой прогонки находим распределение давления P_i .

2. Начиная с правого конца ($i = N$) для всех $\sigma_i > 0$ из уравнения (10) находим распределение гидратонасыщенности V_i , при этом распределение температуры определяется из условия трехфазного равновесия «гидрат-газ-вода». В случае $\sigma_i = 0$ из уравнения (10) сразу находим распределение температуры.

3. Из уравнения (12) находим распределение водонасыщенности, также начиная вычисления с правого конца. При этом в каждом узле пространственной сетки используем метод Ньютона для вычисления σ_i .

Пункты 1-3 повторяются до тех пор, пока наибольшая относительная погрешность по давлению выше заданной точности вычислений.

Предварительные вычислительные эксперименты показали, что предложенный алгоритм обеспечивает быструю сходимость итерационного процесса. Для достижения точности 10^{-3} требуется 2-3 итерации. Если вычисления производить с фиксированным количеством итераций, то при двух итерациях погрешность составляет примерно 10^{-3} , при трех итерациях она уменьшается на порядок, при четырех итерациях – еще на два порядка, и наконец, при пяти итерациях – еще на порядок.

Расчеты проводились при следующих значениях параметров, выбранных применительно к условиям отбора газа на Мессояхском месторождении:

$\rho_w = 1000 \text{ кг/м}^3$, $\rho_s = 2650 \text{ кг/м}^3$, $\rho_h = 920 \text{ кг/м}^3$, $c_w = 4200 \text{ Дж/(кг·К)}$, $c_s = 700 \text{ Дж/(кг·К)}$, $c_h = 3210 \text{ Дж/(кг·К)}$, $c_g = 2093 \text{ Дж/(кг·К)}$, $R = 520 \text{ Дж/(кг·К)}$, $a = 10.036 \text{ К}$, $b = 125.023 \text{ К}$, $q = 510 \text{ кДж/кг}$, $m = 0.225$, $p_0 = 6.8 \text{ МПа}$, $p^0 = 5.5 \text{ МПа}$, $\varepsilon = 0.147$, $k = 203 \text{ мд}$, $\mu_w = 0.0018 \text{ Па·с}$, $\mu_g = 0.000013 \text{ Па·с}$, $\sigma_0 = 0.4$, $v_0 = 0$, $T_0 = 283.15 \text{ К}$. Здесь нижний нулевой индекс обозначает начальное состояние, верхний – параметры на забое скважины. При вычислении фазовых проницаемостей использовались известные зависимости [5].

Вычисления проводились для двух режимов отбора газа: 1) постоянное забойное давление и 2) постоянный дебит, равный $87800 \text{ м}^3/\text{сут}$. Вначале

рассмотрим динамику изменения основных показателей отбора для первого режима (рис. 6-10).

Здесь основной результат заключается в том, что образование гидратов в призабойной зоне скважины начинается сразу же после начала отбора газа и происходит очень быстро: примерно за 10 часов она почти полностью заполнена гидратом. Однако размер этой зоны невелик: чуть больше 0.5 м (рис. 6). Так же быстро изменяется и водонасыщенность, однако, только в узкой зоне 0.23 м вся вода переходит в гидрат (рис. 7). Эти результаты определяются большим значением начальной водонасыщенности – 0.4, и сравнительно высокой проницаемостью – 203 мд, что обуславливает постоянный приток воды к фронту гидратообразования. Вывод подтверждается и характером изменения температуры в пласте: на рис. 8 отчетливо виден излом, соответствующий фронту гидратообразования, координата которого совпадает с размером зоны нулевой водонасыщенности. Такой же излом, но только менее резкий, виден на рис. 9, характеризующем изменение давления при отборе газа. За это же время дебит скважины уменьшается почти в три раза (рис. 10, полулогарифмическая шкала).

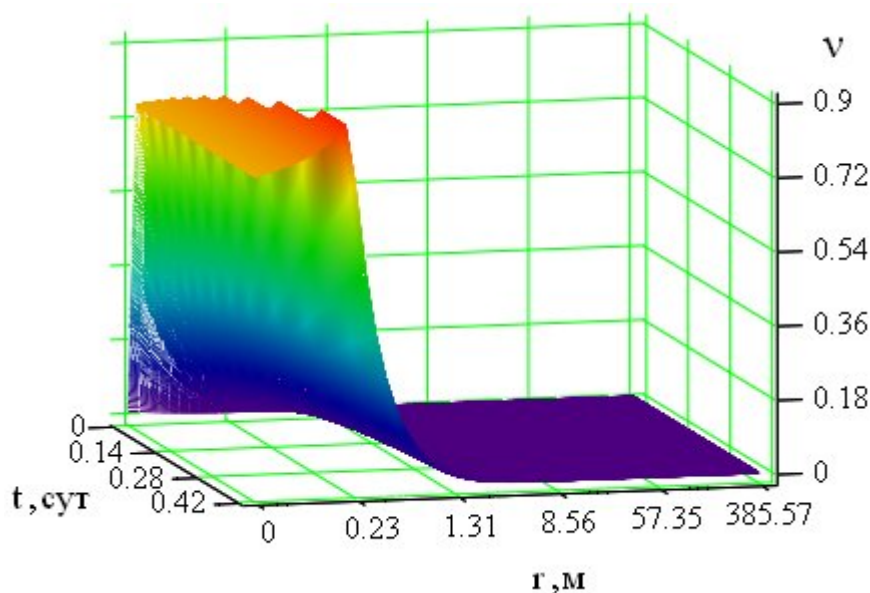


Рисунок 6. Динамика изменения гидратонасыщенности при постоянном забойном давлении

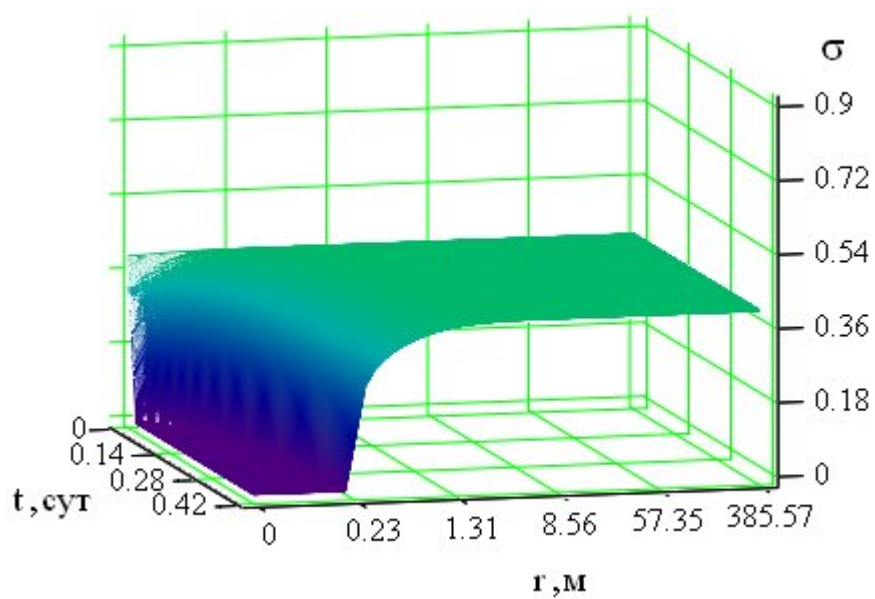


Рисунок 7. Динамика изменения водонасыщенности при постоянном забойном давлении

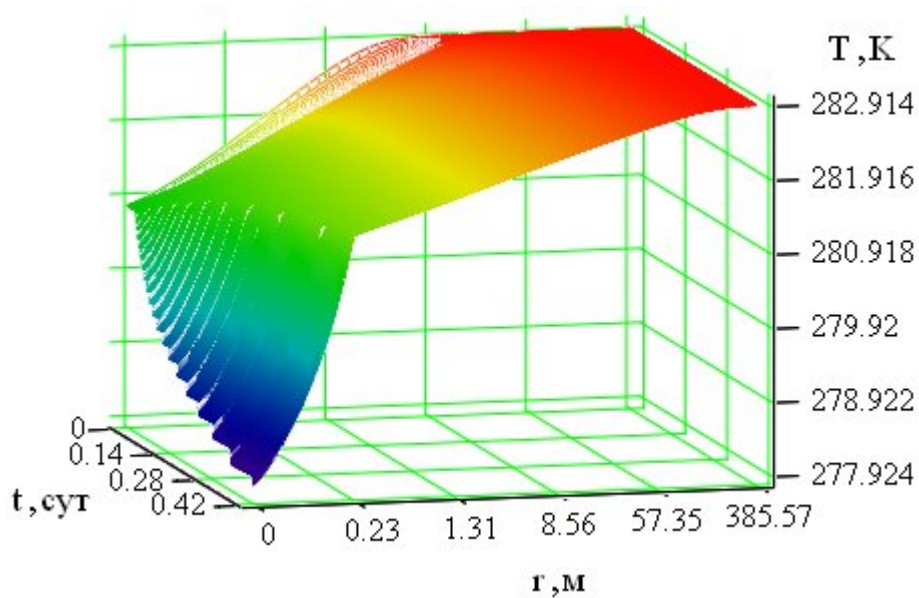


Рисунок 8. Динамика изменения температуры при постоянном забойном давлении

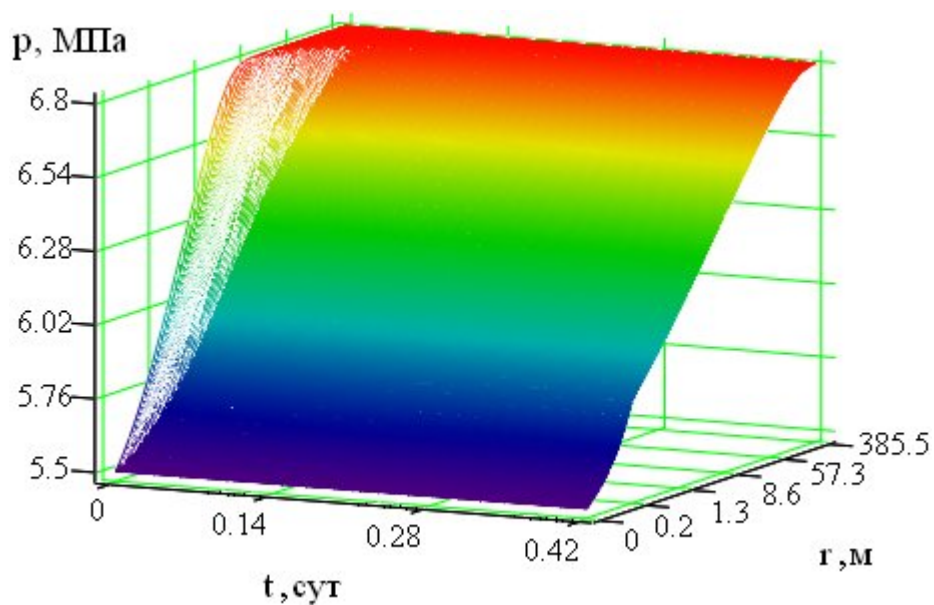


Рисунок 9. Динамика изменения давления в пласте

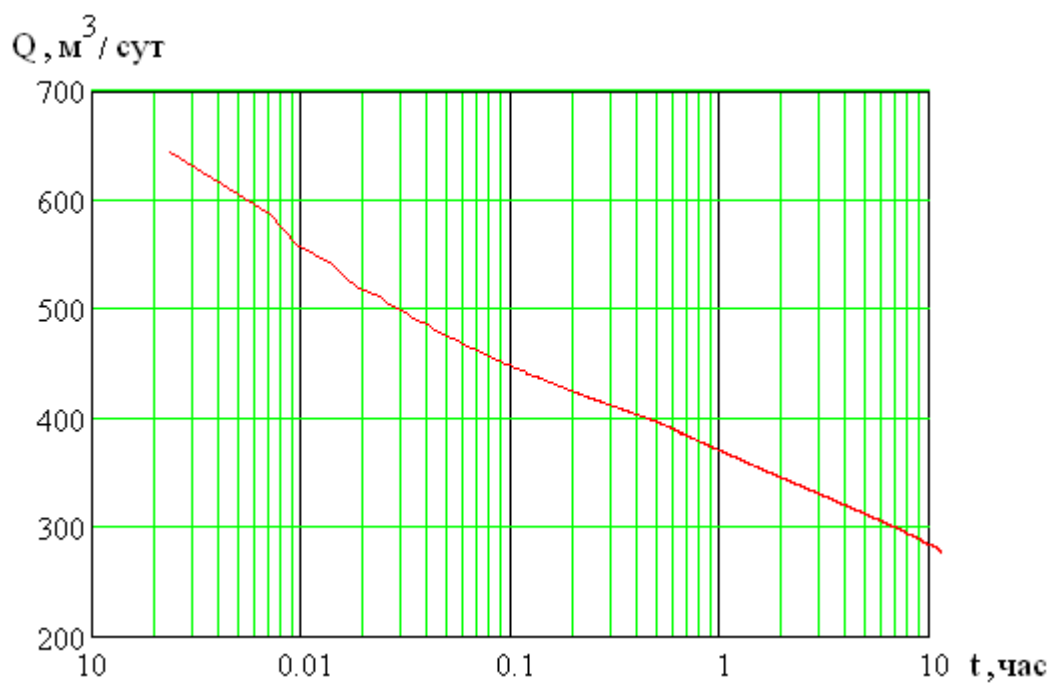


Рисунок 10. Динамика изменения дебита скважины при постоянном забойном давлении

Результаты расчетов для второго режима отбора газа представлены на рис. 11-15). В этом случае также происходит очень быстрое образование гидратов, однако, при этом зона почти полной закупорки порового пространства еще больше сужается, что хорошо видно на рис. 11 и 12. Этот вывод подтверждают и кривые 1 (изменение гидратонасыщенности на забое) и 2 (изменение гидратонасыщенности на расстоянии 0.118 м от скважины). Следует также отметить, что по сравнению с первым режимом температура (сравни рис. 8 и 13) и давление (сравни рис. 9 и 14) изменяются совсем незначительно.

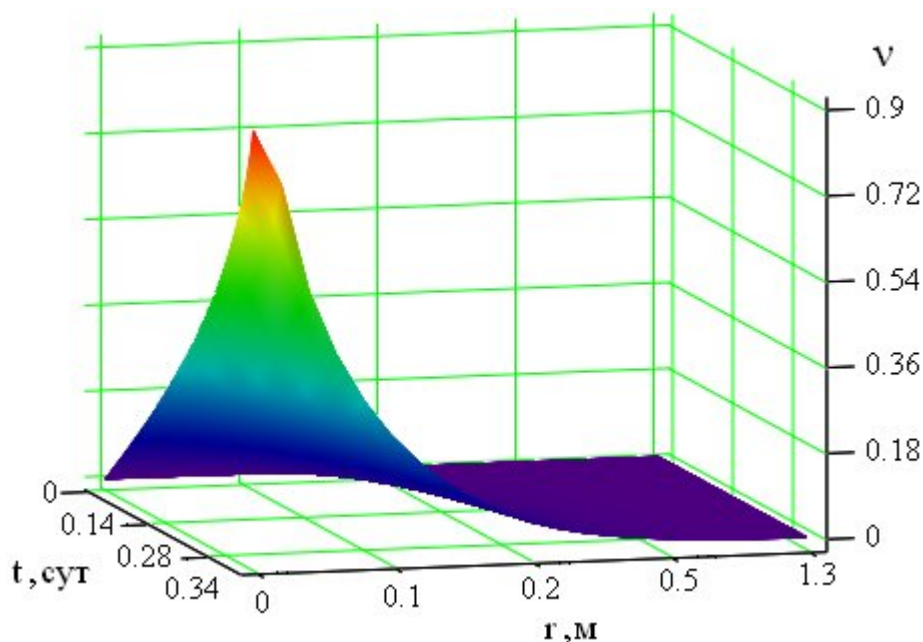


Рисунок 11. Динамика изменения гидратонасыщенности при постоянном дебите

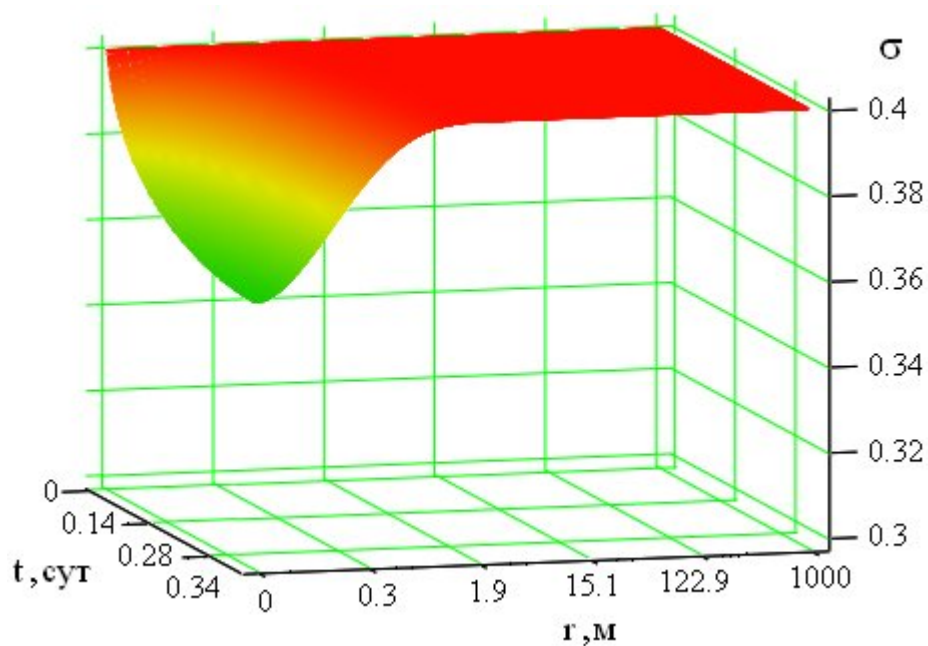


Рисунок 12. Динамика изменения водонасыщенности при постоянном дебите

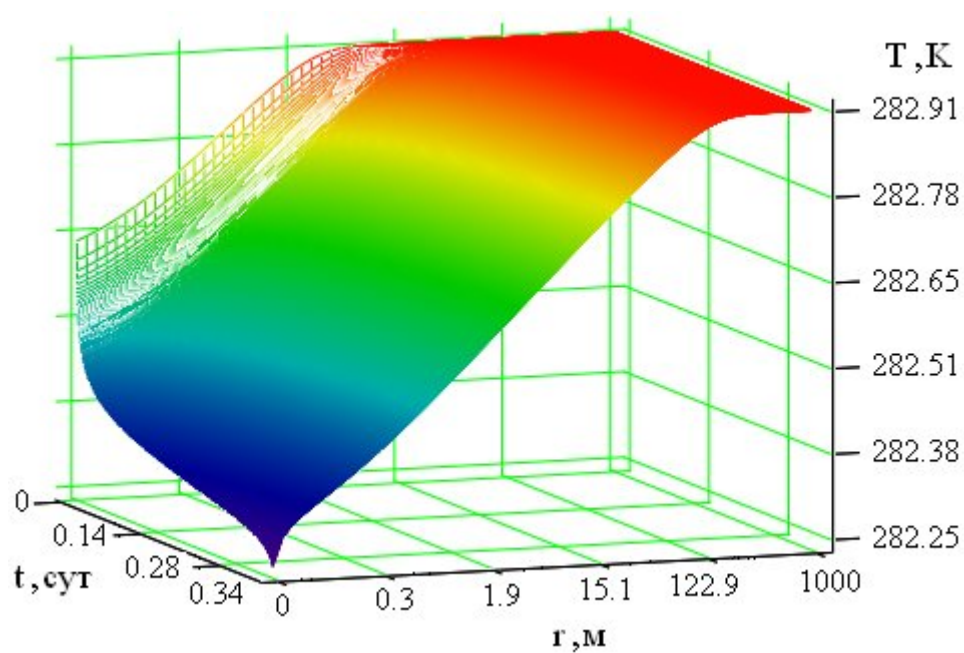


Рисунок. 13. Динамика изменения температуры при постоянном дебите

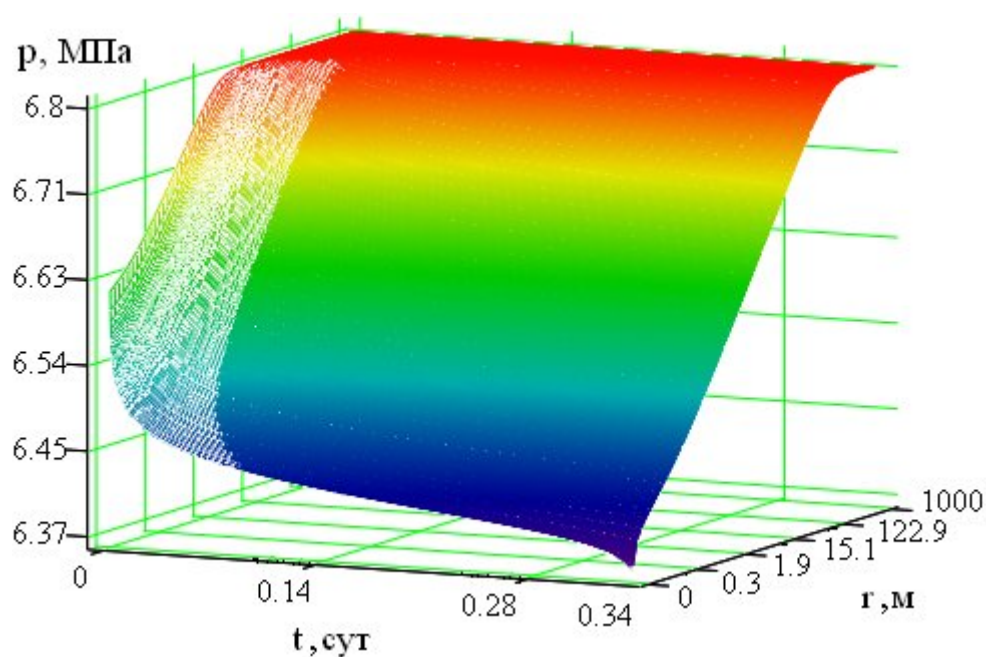


Рисунок 14. Динамика изменения давления при постоянном дебите

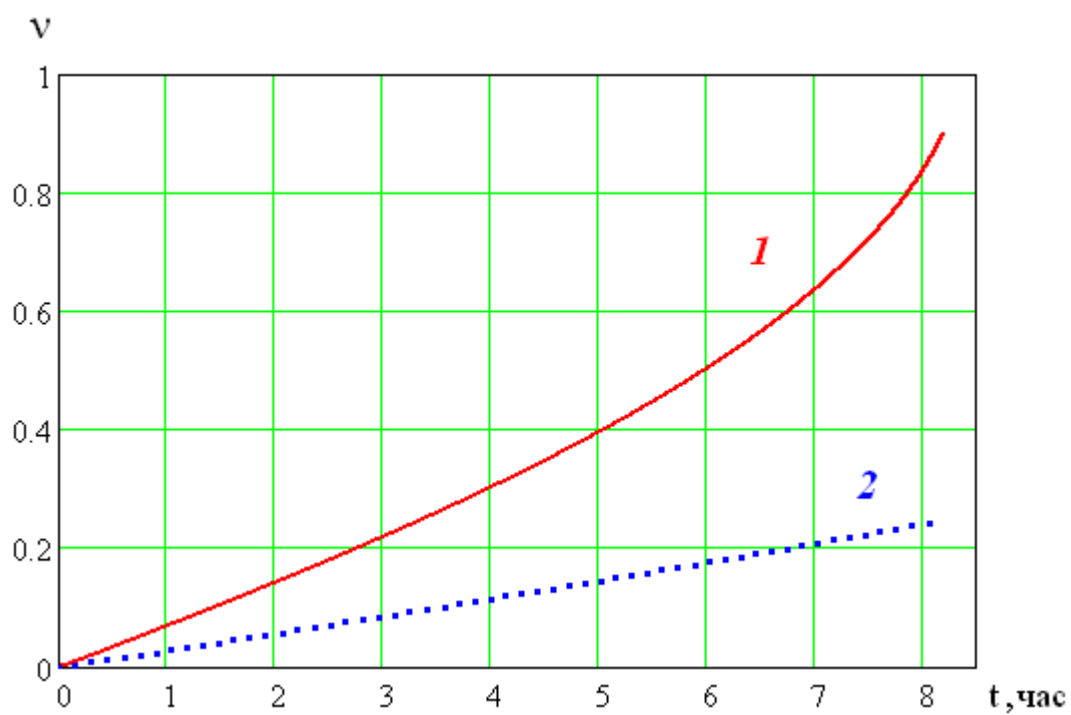


Рисунок 15. Динамика изменения гидратонасыщенности при постоянном дебите (кривая 1 – на забое скважины, кривая 2 – на расстоянии 0.118 м)

Для Средне-Ботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения расчеты проводились при следующих значениях параметров, выбранных применительно к условиям отбора газа: $\rho_w = 1000$ кг/м³, $\rho_s = 2650$ кг/м³, $\rho_h = 920$ кг/м³, $c_w = 4200$ Дж/(кг·К), $c_s = 700$ Дж/(кг·К), $c_h = 3210$ Дж/(кг·К), $c_g = 2093$ Дж/(кг·К), $R = 520$ Дж/(кг·К), $a = 7.82$ К, $b = 166.64$ К, $q = 510$ кДж/кг, $m = 0.15$, $p_0 = 13.28$ МПа, $p^0 = 13.2$ МПа, $\varepsilon = 0.147$, $k = 800$ мд, $\mu_w = 0.0018$ Па·с, $\mu_g = 0.000013$ Па·с. В первом варианте начальная температура считалась равной равновесной $T_0 = 294.85$ К при $v_0 = 0$, $\sigma_0 = 0.2$. Во втором варианте начальная температура была ниже равновесной $T_0 = 292.85$ К при $v_0 = 0.056$, $\sigma_0 = 0.162$.

Значения эмпирических коэффициентов в уравнении для вычисления равновесных условий образования гидратов и критических параметров (давление 4.58 МПа и температура 183.1 К) в уравнении Бергло определялись методом наименьших квадратов.

Проанализируем результаты вычислений, представленные на рис. 16-25. Рисунки с нечетными номерами соответствуют равновесной начальной температуре пласта, с четными – ниже равновесной на 2 К. Все расчеты проводились для режима с постоянным забойным давлением.

Первый вывод, который следует из анализа рис. 16-17, где приведены результаты расчетов изменения гидратонасыщенности во времени и по радиальной координате, состоит в том, что гидраты образуются в сравнительно небольшой зоне вблизи скважины, при этом здесь этот процесс начинается почти сразу после ее пуска в эксплуатацию, а вся свободная вода переходит в гидрат примерно через 45 суток независимо от начальных условий (расчеты проводились до 300 суток). Этот вывод подтверждается и результатами расчетов изменения водонасыщенности, представленными на рис. 18-19.

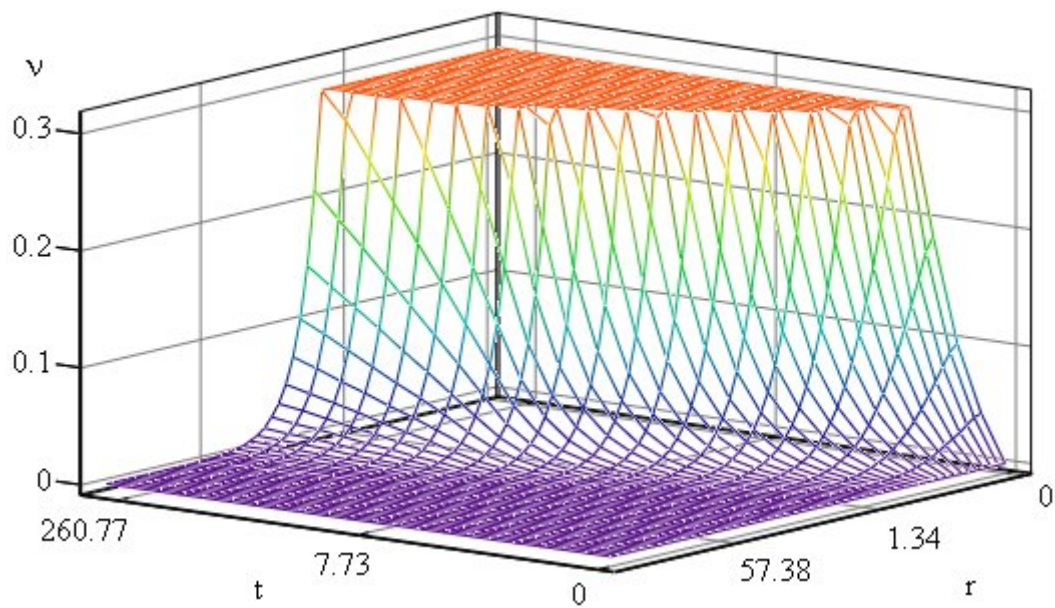


Рисунок 16. Изменение гидратонасыщенности в пласте
(радиальное расстояние, м; время, сутки)
при начальной температуре 294.85 К (равновесная температура)

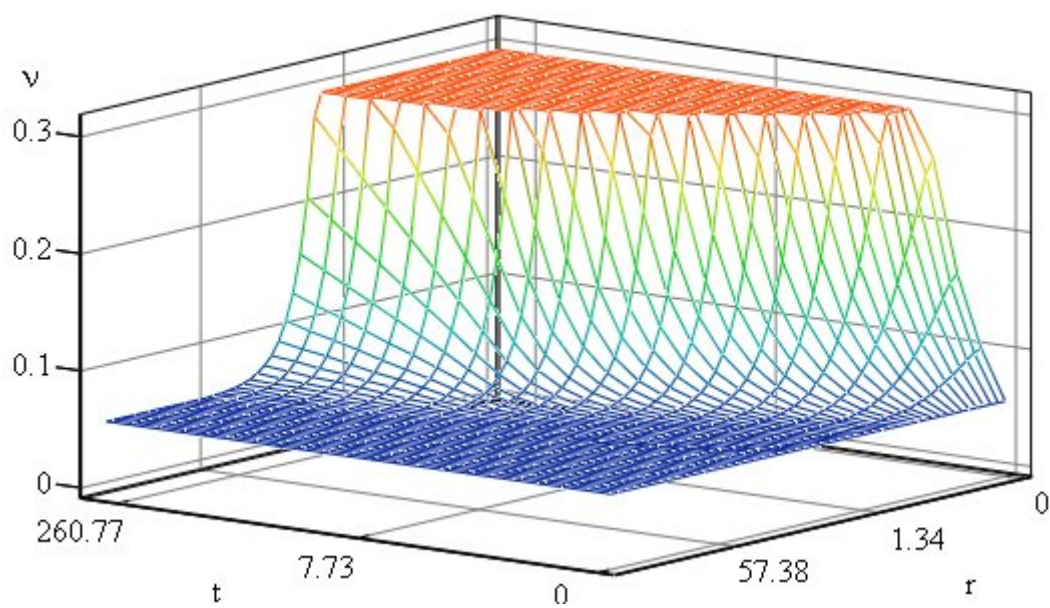


Рисунок 17. То же при начальной температуре 292.85 К
(ниже равновесной на 2 К)

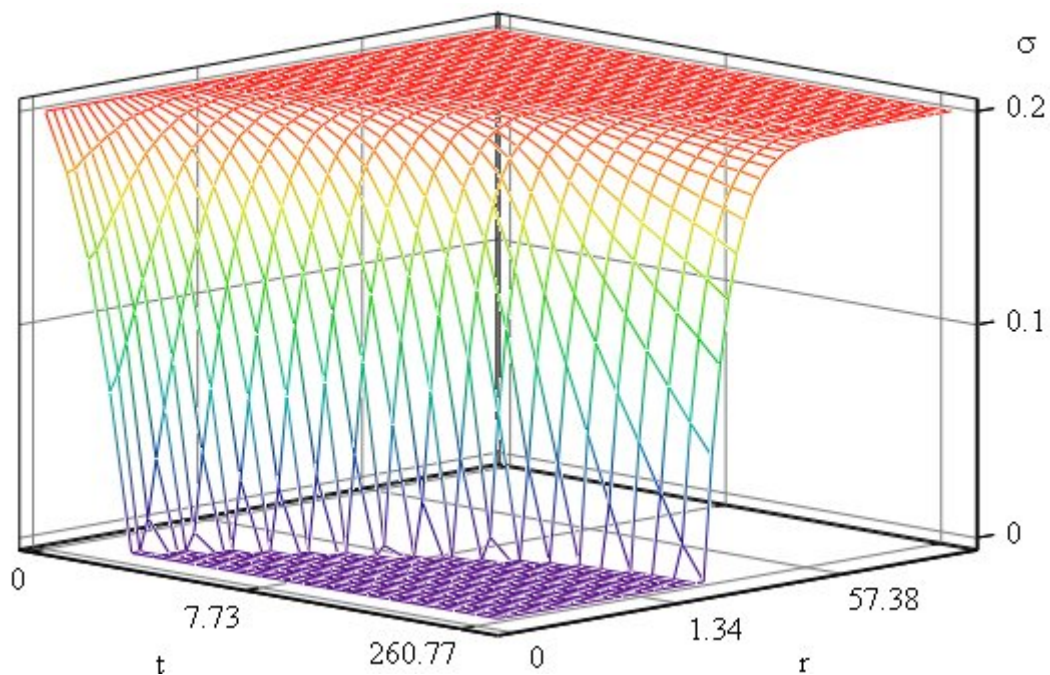


Рисунок 18. Изменение водонасыщенности в пласте
(радиальное расстояние, м; время, сутки)
при начальной температуре 294.85 К (равновесная температура)

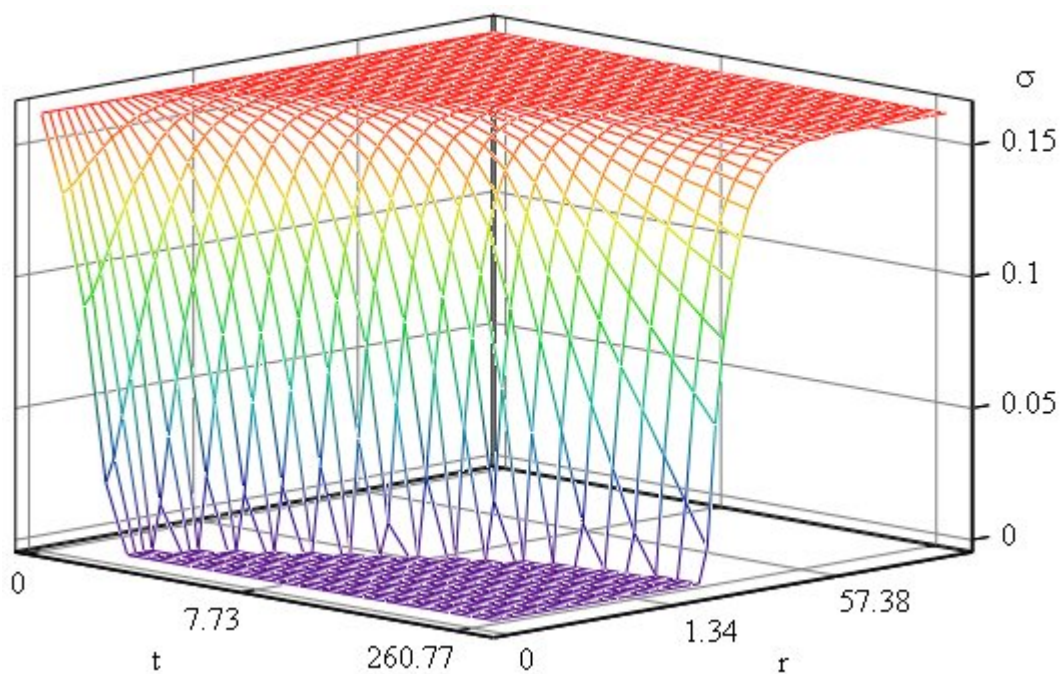


Рисунок 19. То же при начальной температуре 292.85 К
(ниже равновесной на 2 К)

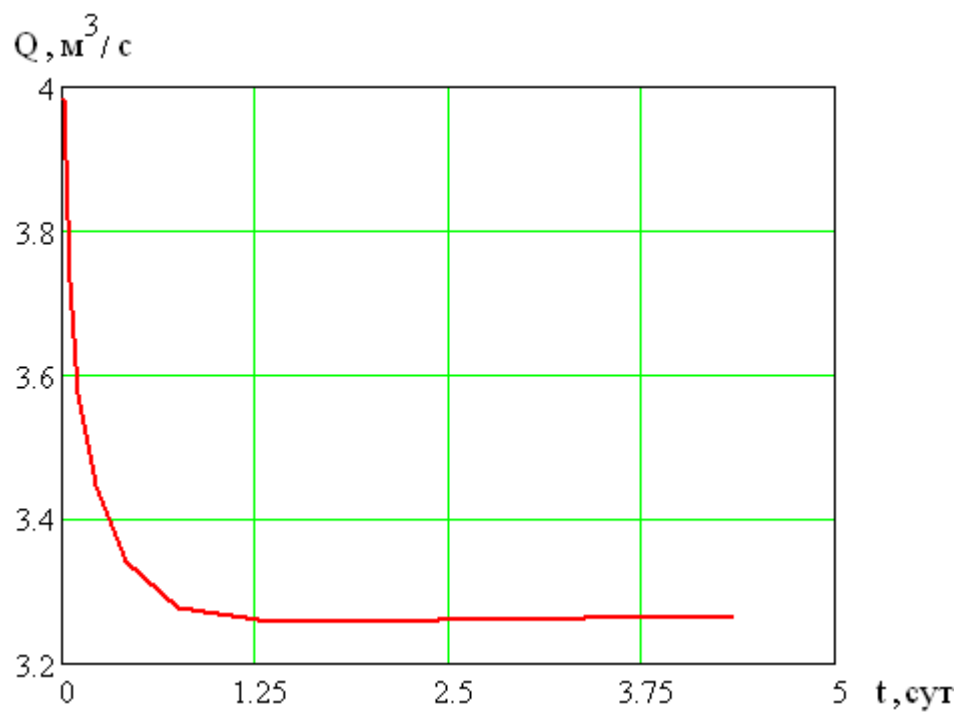


Рисунок 20. Изменение во времени дебита скважины при начальной температуре 294.85 К (равновесная температура)

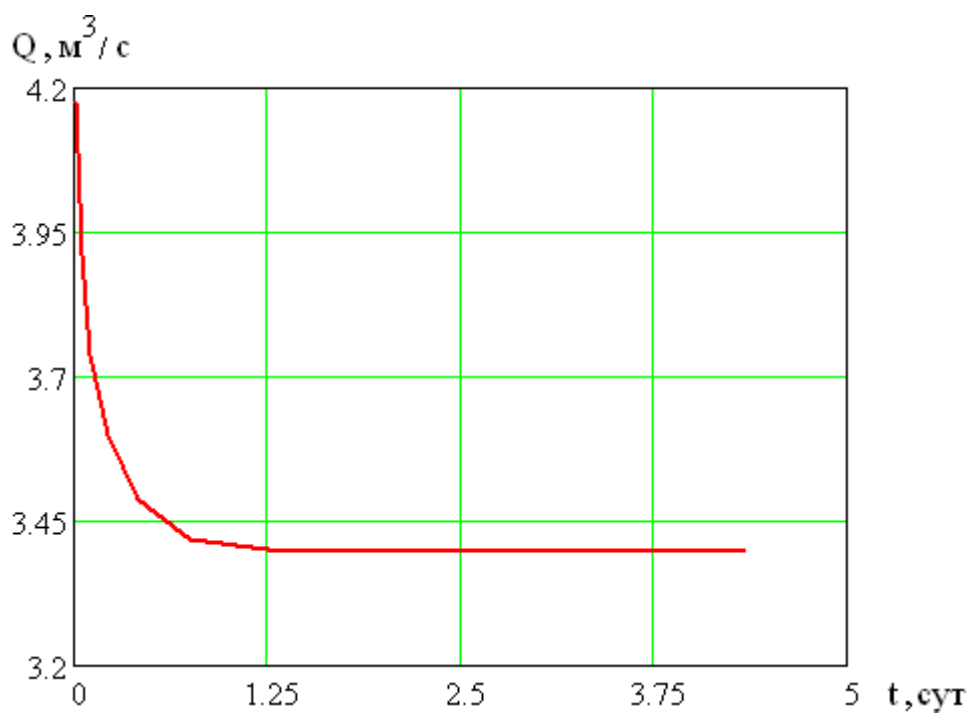


Рисунок 21. То же при начальной температуре 292.85 К (ниже равновесной на 2 К)

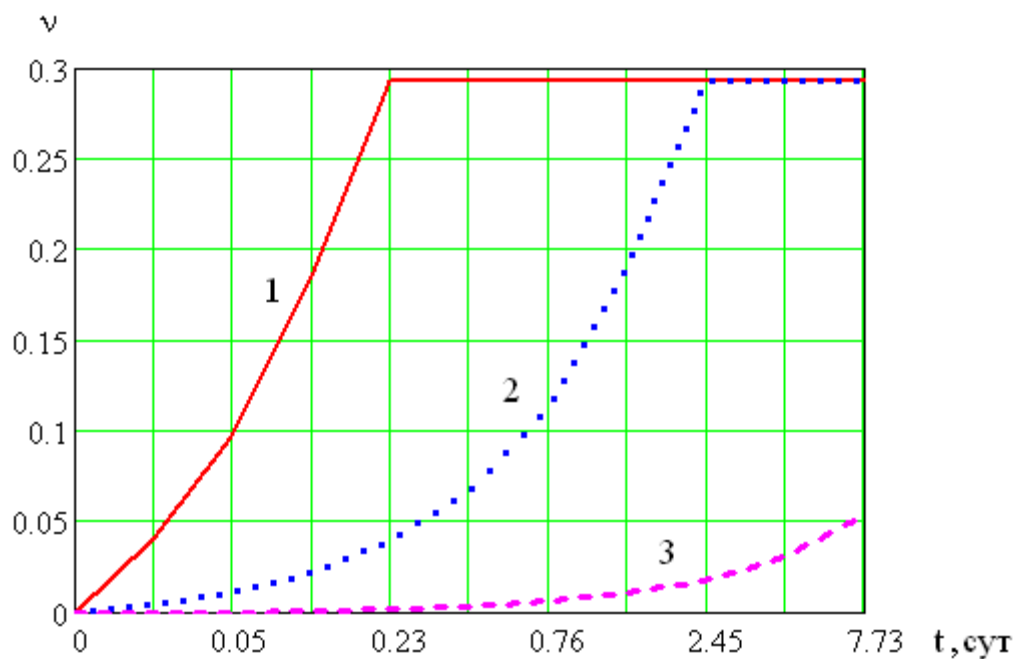


Рисунок 22. Изменение гидратонасыщенности во времени на различных расстояниях от скважины при начальной температуре 294.85 К (равновесная температура)

Цифры у кривых: 1 – забой, 2 – 0.35 м, 3 – 1.34 м

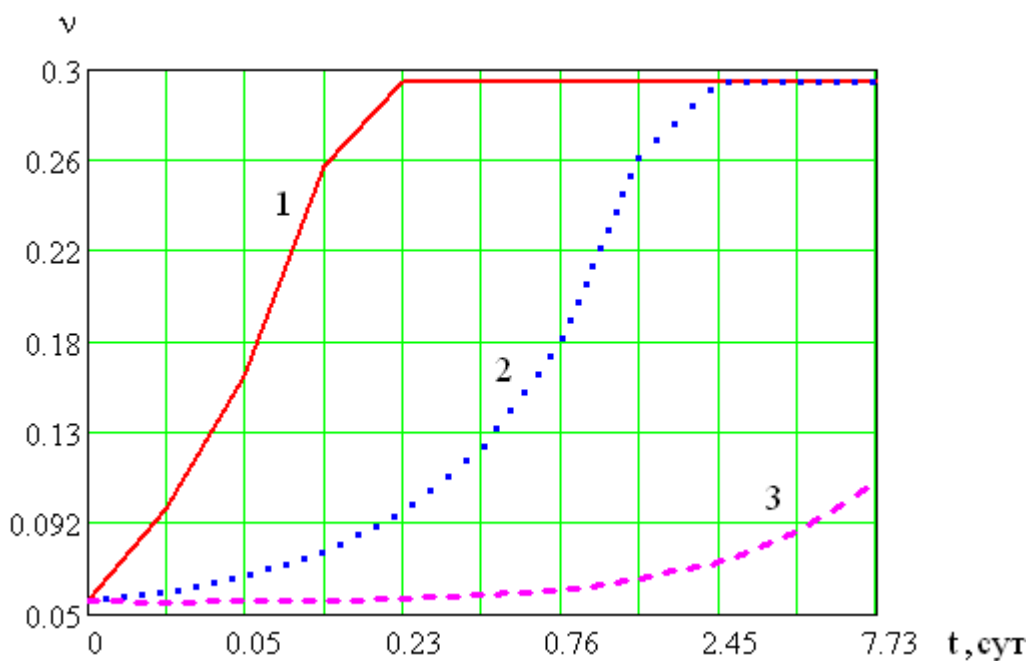


Рисунок 23. То же при начальной температуре 292.85 К (ниже равновесной на 2 К)

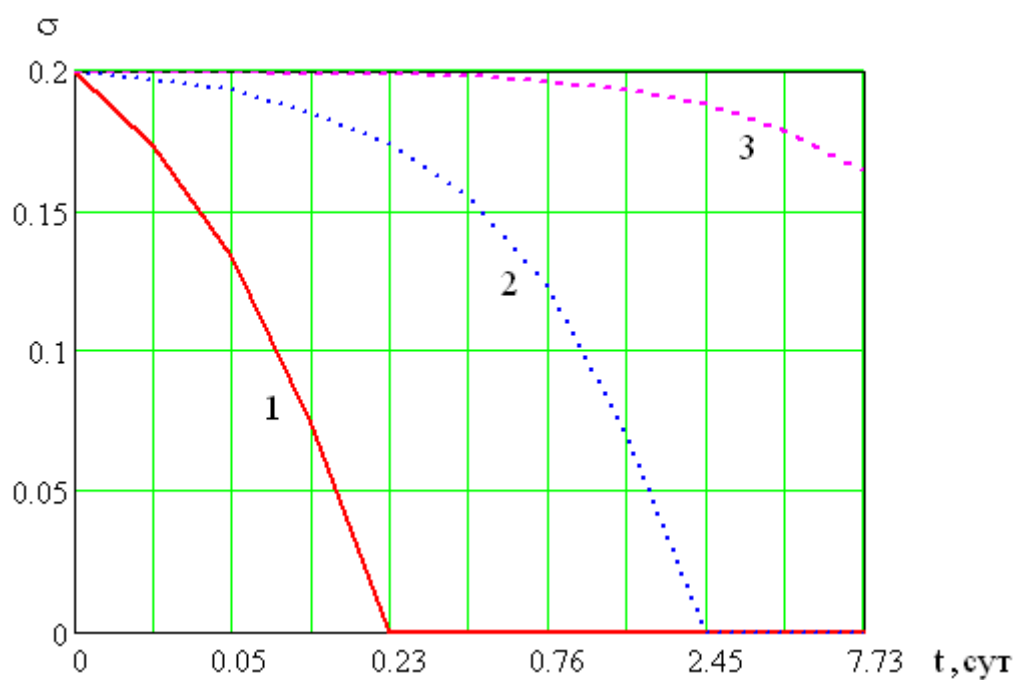


Рисунок 24. Изменение водонасыщенности во времени на различных расстояниях от скважины при начальной температуре 294.85 К (равновесная температура).
Цифры у кривых: 1 – забой, 2 – 0.35 м, 3 – 1.34 м.

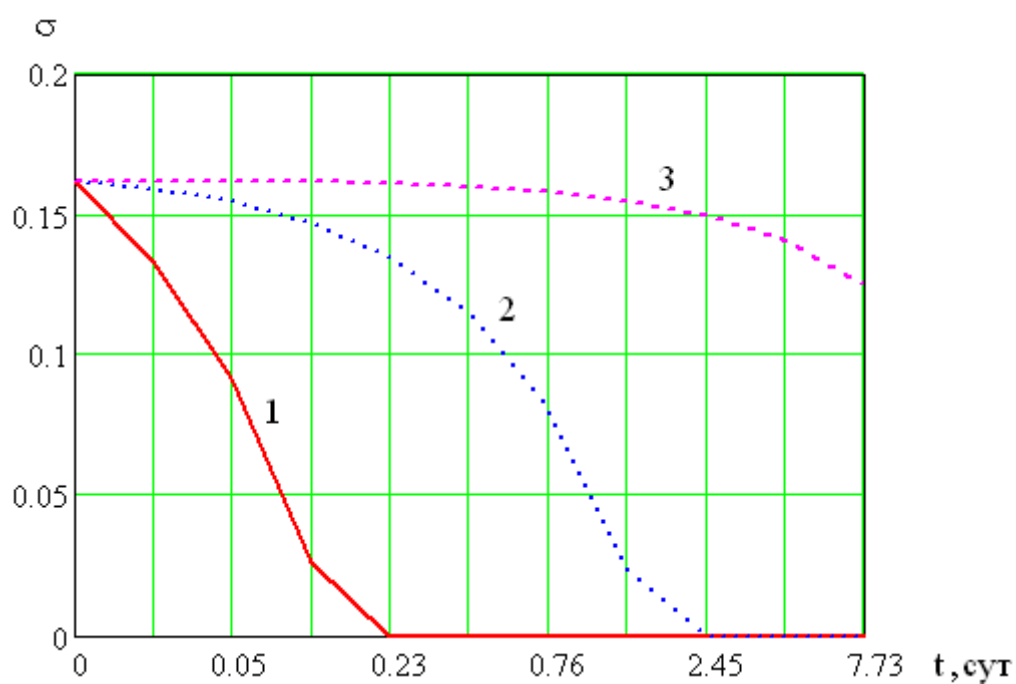


Рисунок 25. То же при начальной температуре 292.85 К (ниже равновесной на 2 К)

Образование гидратов в призабойной зоне сопровождается резким падением дебита скважины (см. рис. 20-21, где по вертикальной оси отложен дебит в м³/с, для пересчета – 1 м³/с равен 86400 м³/сут) с 344000 м³/сут до 281000 м³/сут для начальных условий, соответствующих термодинамическому равновесию в системе «газ-вода-гидрат», и с 361000 м³/сут до 293000 м³/сут для начальной температуры ниже равновесной на 2 К, то есть на 18-19 %.

Сказанное выше хорошо иллюстрируется графиками изменения гидратонасыщенности и водонасыщенности во времени на различных расстояниях от скважины, представленными на рис. 22-25. На всех этих рисунках кривая 1 соответствует забою скважины, кривая 2 – расстоянию 0.35 м, кривая 3 – расстоянию 1.34 м от скважины. Хорошо видно, что скорость нарастания гидрата в призабойной зоне очень сильно зависит от расстояния до забоя. На самом забое вся вода переходит в гидрат примерно за 6 часов после пуска скважины в эксплуатацию.

Литература

1. Анализ разработки Мессояхского газового месторождения. Отчет ОАО «Норильскгазпром», ООО «Нефтегазтехносервис». – Тюмень, 2006.
2. Sloan E.D., Jr. Clathrate hydrates of natural gases. Second edition, revised and expanded. – N.Y., Basel, Hong-Kong: Marcel Dekker, Inc., 1997. – 705 p.
3. Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 506 с.
4. Bondarev E.A., Popov V.V. Theoretical and experimental simulation of gas production in permafrost regions accompanied gas hydrate formation and dissociation // Proceedings of the Fifth International Conference on Gas Hydrates, v.1 Kinetic and Transport Phenomena, June 13-16, 2005. Trondheim, Norway, pp. 377-383.
5. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика.- М.-Ижевск: НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", Институт компьютерных исследований, 2006. - 436 с.