

ДИНАМИКА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

М.К. Тупысев
ИПНГ РАН, e-mail: m.tupysev@mail.ru

В предлагаемой работе рассматривается неизотермическая фильтрация газа к скважине при разработке низкотемпературных газовых залежей, когда пластовые термобарические условия близки к равновесным условиям гидратообразования. Такие условия могут возникать в районах распространения многолетнемерзлых пород над продуктивными газовыми залежами. По мере фильтрации газа из-за снижения его температуры за счет дроссель-эффекта в призабойной зоне могут возникнуть благоприятные условия для гидратообразования. Таким образом, фильтрация газа будет происходить при наличии двух зон – гидратной, прилегающей к стенке скважины, и безгидратной. При задании режимов освоения скважин, их исследовании и эксплуатации важно знать динамику гидратообразования в призабойной зоне и влияние этого процесса на показатели работы скважины. Для выполнения поставленной задачи необходимо решить систему достаточно сложных дифференциальных уравнений с подвижной границей раздела указанных двух зон:

- 1) уравнение фильтрации газа с учетом изменения фазовой проницаемости от водо(гидрато)насыщенности;
- 2) уравнение фильтрации воды (остаточной и конденсирующейся из газа) – уравнение изменения насыщенности влагой (гидратом) в зависимости от давления и температуры;
- 3) уравнение изменения температуры газа при неизотермической фильтрации;
- 4) уравнение зависимости количества выпадающей влаги от давления и температуры;
- 5) уравнение равновесных условий гидратообразования.

Перед решением указанной системы уравнений были проведены предварительные исследования по возможным упрощениям искомым уравнений.

Оценка влияния теплоты гидратообразования и конвективного переноса тепла на температуру газа

Изменение (повышение) температуры газа за счет выделяющейся теплоты гидратообразования определяется выражением:

$$\Delta t = Q_m / C_p Q_g \gamma_g, \quad (1)$$

где Q_m – количество тепла, поступающего от гидрата к газу, ккал/сут, C_p – теплоемкость газа, ккал/кг·град, Q_g – дебит скважины, м³/сут, γ_g – удельный вес газа, кг/м³.

Известно, что

$$Q_m = L n_g, \quad n_g = n_v / \varepsilon, \quad n_v = G_g / M_v, \quad G_g = \rho_v Q_g, \quad (2)$$

где L – теплота гидратообразования, ккал/моль; n_v – число молей воды, переходящей в гидратное состояние, моль/сут; ε – число молей воды в гидрате, приходящихся на 1 моль газа-гидратообразователя; ρ_v – количество воды, конденсирующейся из 1 м³ газа, г/м³; M_v – молекулярный вес воды.

С учетом (2) уравнение (1) принимает вид:

$$\Delta t = L \rho_v / M_v \varepsilon C_p \gamma_g. \quad (3)$$

Возьмем в качестве газа-гидратообразователя метан, тогда: $C_p = 0,5172$ ккал/кг·град; $\gamma_g = 0,717$ кг/м³; $\varepsilon = 5,75$ (согласно [1]) и $L = 15$ ккал/моль, согласно [2, 3], тогда

$$\Delta t = 0,391 \rho_v. \quad (4)$$

Предположим, что при расчетах можно пренебречь теплотой гидратообразования, если температура газа меняется за счет этого более чем на 0,5 градуса, тогда удельное количество конденсирующейся из газа влаги должно превышать 1,28 г/м³. Такое количество влаги в реальных условиях может выпасть в призабойной зоне при очень больших перепадах температуры и, конечно, при достаточном начальном влагосодержании пластового газа (более 2 г/м³), что не реально для низкотемпературных залежей. Так, например, влагосодержание пластового газа Мессояхского месторождения, для начальных условий которого будут сделаны все последующие расчеты, составляет 0,2 г/м³.

Уравнение изменения температуры газа при фильтрации в пористой среде без учета теплопроводности, возможность которого доказана в работе Э.Б. Чекалюка [4], имеет вид:

$$\frac{dT}{dt} + \frac{\gamma_o C_p P T_o}{z C_n P_o T} [V(\text{grad}T + D \text{grad}P)] - m \eta_s dP/dt = 0. \quad (5)$$

После ввода автомодельной координаты $\xi = \frac{r}{a\sqrt{P_n t}}$ и безразмерного давления $F_1 =$

$$\frac{P(r,t)}{P_n}, \text{ а также принимая линейный закон фильтрации } \bar{V} = - \frac{k_r}{\mu_r} \frac{dP}{dr}, \text{ уравнение (5)}$$

можно записать:

$$-\frac{dT}{d\xi} \frac{\xi}{2t} - \frac{u P_n k_r F_1}{a^2 \mu_r T z t} \frac{dF_1}{d\xi} \frac{dT}{d\xi} - \frac{u P_n^2 k_r F_1 D}{a^2 \mu_r T z t} \left(\frac{dF_1}{d\xi} \right)^2 + \frac{m \eta_s P_n \xi}{2t} \frac{dF_1}{d\xi} = 0, \quad (6)$$

где $u = \frac{\gamma_o C_p T_o}{C_n P_o}$, $a^2 = \frac{k_r}{2m \mu_r}$, $\eta_s = \left[1 - \frac{DkP}{(k-1)T} \right] \frac{(k-1)zT}{kP}$ – температурный коэффициент

адиабатического расширения реального газа, k – показатель адиабаты, D – коэффициент дроссель-эффекта (Джоуля – Томсона).

Записываем уравнение (6) в явном виде относительно $dT/d\xi$:

$$\frac{dT}{d\xi} = \frac{\frac{u P_n^2 k_r F_1 D}{a^2 \mu_r T z} \left(\frac{dF_1}{d\xi} \right)^2 - \frac{m \eta_s P_n \xi}{2} \frac{dF_1}{d\xi}}{\frac{\xi}{2} + \frac{u P_n k_r F_1}{a^2 \mu_r T z} \frac{dF_1}{d\xi}}. \quad (7)$$

Оценим влияние каждого многочлена в уравнении (7) на результаты решения. Для этого подставляем исходные данные, близкие к параметрам Мессояхского месторождения: $P_n = 75 \text{ кг/см}^2$, $t_{пл} = 10,5 \text{ }^\circ\text{C}$, $k_r = 0,1 \text{ дарси}$, $\mu_r = 0,0125 \text{ сПз}$, $k = 1,3$, $\gamma_o = 0,72 \text{ кг/м}^3$, $m = 0,2$, $C_p = 0,5172 \text{ ккал/кг} \cdot \text{ }^\circ\text{C}$, $C_n = 750 \text{ ккал/м}^3 \cdot \text{ }^\circ\text{C}$, $D = 0,4 \text{ }^\circ\text{C/ат}$, $z = 0,83$, тогда

$$\frac{dT}{d\xi} = \frac{0,558 \left(\frac{dF_1}{d\xi} \right)^2 - 2,93 \xi \frac{dF_1}{d\xi}}{\frac{\xi}{2} + 0,0186 \frac{dF_1}{d\xi}}. \quad (8)$$

Результаты решения задачи по динамике гидратообразования в призабойной зоне скважин, которые будут приведены ниже, показали, что основное скопление гидратов происходит в радиусе до 1 м от забоя скважины, темп заполнения гидратами порового пространства призабойной зоны за счет конденсационной влаги составляет порядка суток, а величина функции $dF_1/d\xi$ вырастает до значения, большего единицы.

Найдем значение ξ при $r = 1$ м и $t = 1$ сут – $\xi = 0,0088$, подставим его в уравнение (8):

$$\frac{dT}{d\xi} = \frac{0,558 \left(\frac{dF_1}{d\xi} \right)^2 - 0,0258 \frac{dF_1}{d\xi}}{0,0044 + 0,0186 \frac{dF_1}{d\xi}}. \quad (9)$$

Если $dF_1/d\xi > 1$, то $0,558(dF_1/d\xi)^2 \gg 0,0258 dF_1/d\xi$, значит, влиянием конвективного переноса тепла при решении рассматриваемых задач можно пренебречь. В результате формула (7) упростится и будет учитывать изменение температуры газа только за счет дроссель-эффекта:

$$\frac{dT}{d\xi} = P_n D \frac{dF_1}{d\xi} \text{ или } T = T_{пл} - D(P_n - P). \quad (10)$$

Динамика влагосодержания газа и установление возможности для роста гидратонасыщенности в призабойной зоне

В процессе фильтрации газа при температурах газа ниже равновесной температуры гидратообразования в гидратное состояние переходит остаточная влага. Дальнейший рост гидратов в призабойной зоне будет обуславливаться изменением (уменьшением) влагосодержания фильтрующегося газа за счет перехода конденсирующейся влаги в гидратное состояние.

Известно, что величина влагосодержания газа является функцией давления и температуры. С понижением давления влагосодержание газа увеличивается, а с понижением температуры – уменьшается. При фильтрации газа в призабойной зоне происходит снижение как давления, так и температуры газа, поэтому может происходить выпадение влаги (увлажнение) или испарение остаточной воды (осушка призабойной зоны). В ряде работ (см., например, [5]) показано, что при разработке газовых месторождений в начальный период происходит увлажнение призабойной зоны, а на завершающей ее стадии – осушка. Отмечается также [6], что в залежах с низкими пластовыми давлениями и температурами всегда имеет место увлажнение призабойной зоны.

Кроме того, необходимо учитывать, что упругость паров воды над гидратами при данной температуре ниже, чем при контакте газа с водой, поэтому наличие гидратов в призабойной зоне является дополнительным фактором для выпадения влаги.

Влагосодержание газа можно определить по номограммам или по известной формуле Бюкачека [7]:

$$W = (A/P + B) C_\gamma C_s, \quad (11)$$

где W – влагосодержание газа, г/м³; P – давление газа, кг/см²; A – коэффициент, равный влагосодержанию идеального газа; B – коэффициент, зависящий от состава газа; C_γ , C_s – поправочные коэффициенты на удельный вес газа и соленость воды.

Коэффициент A из приведенной формулы на основании графической зависимости его от температуры при контакте газа с водой (A_B) и гидратами (A_G) [1] можно представить в аналитическом виде:

$$A_B = 4,67 + 0,4 t + 0,0016 t^2 + 0,00056 t^3 + 0,00000256 t^4, \quad (12)$$

$$A_G = 1,2 + 0,42 t + 0,014 t^2 + 0,000075 t^3. \quad (13)$$

Используя полученные формулы для определения коэффициента B в формуле Бюкачека из работы [5], получаем уравнения для определения влагосодержания газа для случая контакта его с водой:

$$W_B = A_B/P + 0,0418 \exp(0,054 t - 0,0002 t^2) \quad (14)$$

и гидратами:

$$W_G = A_G/P + 0,0418 \exp(0,054 t - 0,0002 t^2). \quad (15)$$

На основании этих зависимостей, а также уравнения (10) были произведены расчеты изменения влагосодержания газа в зависимости от депрессии для диапазона пластовых давлений $P_{пл} = 6 \div 8$ МПа и депрессий на пласт $\Delta P = 0 \div 2$ МПа. При расчетах определялась равновесная температура гидратообразования (t_p) по формуле, полученной для ряда месторождений Севера (в том числе для Мессояхского) с преимущественным содержанием метана в составе пластового газа [8]:

$$t_p = 19,9 \lg P - 28,5. \quad (16)$$

При расчетах температуры газа использовался полином для определения коэффициента Джоуля – Томсона:

$$D = 1,91 - 0,0067693 T + 0,0000065265 T^2 - 0,050944 P + 0,0001277 TP - 0,0002696 P^2, \quad (17)$$

где T – абсолютная температура газа, °К; P – давление, МПа.

Результаты расчетов влагосодержания газа в призабойной зоне представлены на рис. 1 (см. Приложение).

Из графиков видно, что при всех рассмотренных пластовых давлениях происходит снижение влагосодержания газа, т.е. увлажнение призабойной зоны как в гидратной, так и в безгидратной областях. Это говорит о том, что при работе скважины с депрессиями, при которых температура газа становится ниже равновесной температуры гидратообразования, в призабойной зоне будут возникать благоприятные условия для роста гидратонасыщенности.

При переходе из безгидратной зоны в гидратную (на рис. 1 – пунктирные линии) происходит увеличение темпа выпадения влаги. Изменение влагосодержания газа в обеих областях носит линейный характер, что позволяет записать формулу для определения количества выпадающей влаги в призабойной зоне (ρ_v) в виде:

$$\rho_v = B(P_{пл} - P), \quad (17)$$

где B – коэффициент, характеризующий темп выпадения влаги, равный коэффициенту при величине dP в полученных линейных уравнениях для определения влагосодержания газа (см. рис. 1). Для безгидратной зоны он равен $0,0304 \text{ г/м}^3 \cdot \text{МПа}$, для гидратной – $0,0418 \text{ г/м}^3 \cdot \text{МПа}$ (пластовое давление $P_n = 7,5 \text{ МПа}$).

Решение задачи неизотермической фильтрации газа

Задачу неизотермической фильтрации газа в условиях увлажнения призабойной зоны и гидратообразования решаем аналогично задаче о накоплении конденсата в призабойной зоне [9]. Тогда исходные уравнения материального баланса для газа и жидкости можно записать в следующем виде:

$$\text{div}[\rho_r \vec{v}_r] = -m \frac{d}{dt} [\rho_r (1 - S_r)], \quad (18)$$

$$m \frac{dS}{dt} = \text{div} \vec{V}_{жк} - BV_s \frac{\rho_r}{\rho_o} \left[m(1 - S) \frac{dP}{dt} + \vec{V}_r \text{grad} P \right]. \quad (19)$$

Вводя кроме используемых выше автомодельной координаты ξ и безразмерного давления F_1 дополнительные безразмерные величины: $F_2(\xi, \lambda, \alpha) = S_{e2}(r, t)$, $F_3 = T(P, t)/T_0$, $\vec{\mu} = \mu_{жк}/\mu_r$, $x = dF_1/d\xi$, $F_3 = T/T_0$, получаем искомую систему уравнений для решения поставленной задачи:

$$\frac{dx}{d\xi} = \left[-\frac{1}{\xi} - \frac{x}{F_1} + \frac{1}{F_3} \frac{dF_3}{d\xi} - \frac{(1-V_g F_2)\xi}{4F_1\varphi_g} \right] x + \frac{(1-V_g F_2)\xi}{4F_3\varphi_g} \frac{dF_3}{d\xi} + \left(\frac{V_g \xi}{4\varphi_g} - \frac{\bar{\varphi}_g x}{\varphi_g} \right) \frac{dF_2}{d\xi} \quad (20)$$

$$\frac{dF_2}{d\xi} = \frac{\frac{4\varphi_{жс}}{\mu\xi} \left(-\frac{dx}{d\xi} + \frac{x}{\xi} \right) - BV_B \frac{P_H^2 F_1}{P_0 F_3 z} \left(1 - V_B F_2 + \frac{4\varphi_g x}{\xi} \right) x}{1 - \frac{4\varphi_{жс} x}{\mu\xi}} \quad (21)$$

$$\frac{dF_3}{d\xi} = D \frac{P_H}{T_0} x, \quad (22)$$

где $\lambda = Q_r \mu_r P_0 T_{пл} / \pi k h P_H^2 T_0$ – безразмерный дебит скважины; Q_r – дебит скважины; $T_{пл}$ – пластовая температура; h – толщина пласта; P_H – начальное пластовое давление, m – пористость; ρ_g – плотность газа (ρ_0 – при стандартных условиях); \bar{V}_g – скорость фильтрации газа; $\bar{V}_{жс}$ – скорость фильтрации жидкости; S – водо(гидрато)насыщенность; V_g – удельный объем воды в гидратном состоянии; t – время; r – текущий радиус; z – коэффициент сверхсжимаемости газа; φ_g , $\varphi_{жс}$ – относительная фазовая проницаемость для газа и жидкости, соответственно; $\bar{\varphi}_g$, $\bar{\varphi}_{жс}$ – те же величины, отнесенные к аналогичным при начальной влагонасыщенности пласта.

Дополнительным уравнением к системе (20)–(22) является уравнение для определения равновесных условий гидратообразования (16), позволяющее определять момент перехода из безгидратной зоны в гидратную.

Условия на границе безгидратной ($T > t_p$) и гидратной ($T \leq t_p$) зон, соответственно:

$$V_B = 1, \quad B = 0,0304 \text{ г/м}^3 \cdot \text{МПа}, \quad \varphi_g = 1,044 - 1,7 S + 0,6 S^2 \quad [11],$$

$$\varphi_{жс} = 1,4768 S^5 - 1,5869 S^6 + 1,1101 S^7 \quad [10];$$

$$V_B = 1,26, \quad B = 0,0418 \text{ г/м}^3 \cdot \text{МПа}, \quad \varphi_g = 1,11 - 1,7 S \quad [11], \quad \varphi_{жс} = 0.$$

Система уравнений (20)–(22) решена методом Рунге – Кутты для начальных пластовых условий, использованных выше при исследовании динамики влагосодержания газа в призабойной зоне, и близкой к реальной начальной влагонасыщенности пласта $S_0 = 0,2$. Граничные условия задавались следующие:

$$F_1(\xi_n) = 1; F_2(\xi_n) = S_0; F_3(\xi_n) = 1,0384; \lim_{r \rightarrow 0} 2\pi k h \rho_g \frac{\kappa_0 \varphi_g}{\mu_g} \frac{dP}{dr} = \text{const}. \quad (23)$$

При решении дебит скважины задавался величиной начальной безразмерной координаты ξ_n , на каждом шаге рассчитывались коэффициенты Джоуля – Томсона и сверхсжимаемости газа для текущих пластовых термодинамических условий.

Некоторые результаты решения этой задачи кратко изложены в работах [12, 13]. Ниже приводятся более подробные результаты выполненных исследований.

На рис. 2 и 3 (см. Приложение) на примере дебитов газа 206 и 509 тыс. м³/сут показаны результаты решения задачи с демонстрацией динамики забойного давления ($P_{\text{заб}}$), водо(гидрато)насыщенности ($S_{\text{вг}}$) пласта у стенки скважины, температуры газа (t) и равновесной температуры гидратообразования (t_p) в зависимости от времени работы скважины ($\lg T$). Для сравнения на рис. 4 (см. Приложение) представлены результаты решения задачи при дебите скважины 253 тыс. м³/сут и повышенной начальной влагонасыщенности пласта $S_0 = 0,3$, например за счет фильтрата бурового раствора.

На рис. 5 (см. Приложение) показана номограмма, построенная на основании выполненных расчетов для ряда дебитов, позволяющая определять радиус процесса гидратообразования (положение границы раздела гидратной и безгидратной зон) в зависимости от дебита скважины и времени ее работы. На рис. 6 (см. Приложение) представлен график, позволяющий определять время работы скважины с заданным дебитом до момента достижения гидратонасыщенности пласта у стенки скважины значения 0,5, то есть до момента практического отключения скважины из-за гидратообразования в призабойной зоне.

Выполненные исследования неизотермической фильтрации газа на примере начальных условий Мессояхского месторождения позволяют сделать следующие выводы:

1. Основной процесс гидратообразования за счет конденсационной влаги происходит в непосредственной близости от забоя скважин – на расстоянии до 1 м (очень крутые кривые гидратонасыщенности).

2. Увеличение начальной влагонасыщенности пласта приводит к росту динамики влагонасыщенности и гидратонасыщенности призабойной зоны при работе скважины.

3. Время безгидратной работы скважины в зависимости от дебита может составлять от нескольких часов до нескольких секунд, а время до полной остановки скважины ($S_r = 0,5$) – от нескольких месяцев до нескольких суток.

В итоге создан метод решения задачи неизотермической фильтрации газа, позволяющий прогнозировать исследование и эксплуатацию скважин при разработке низкотемпературных газовых залежей, определять динамику возможного гидратообразования в призабойной зоне и влияние этого процесса на работу скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Макагон Ю.Ф., Саркисянц Г.А. Предупреждение образования гидратов при добыче и транспорте газа. М.: Недра, 1966. 188 с.
2. Искандеров С.М., Мусаев Р.М. О скрытой теплоте гидратообразования // Газовое дело. 1970. №12. С. 6 – 8.
3. Кортаев Ю.П., Кулиев А.М., Мусаев Р.М. Борьба с гидратами при транспорте природных газов. М.: Недра, 1973. 136 с.
4. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965. 238 с.
5. Гухман Л.М., Жигалов Г.А. Аналитический метод расчета влагосодержания природного газа // Газовое дело. 1972. № 1. С. 32–34.
6. Качалов О.Б. О характере фазовых превращений в призабойной зоне скважин при неизотермической фильтрации газа // Разработка газовых месторождений. Л.: Недра, 1969. (Тр. Сред.-Аз. НИИГаза).
7. Викасек R.F. // Institute of Gas Technology Res. Bull. 1955. №8. XI.
8. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995. 523 с.
9. Мирзаджанзаде А.Х., Дурмишьян А.Г., Ковалев А.Г., Аллахвердиев Т.А. Разработка газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1967. 356 с.
10. Сомов Б.Е. Нестационарная фильтрация углеводородных смесей с учетом фазовых переходов: Дисс. канд. техн. наук. М.: МИНХиГП им. И.М. Губкина, 1968.
11. Схаляхо А.С. Исследование условий образования гидратов природных газов в пористой среде и их влияние на продуктивную характеристику скважин: Автореф. дисс... канд. техн. наук. М.: МИНХиГП им. И.М. Губкина, 1974.
12. Кортаев Ю.П., Тупысев М.К. Решение задачи фильтрации газа при образовании гидратов в призабойной зоне скважин // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИЭгазпром, 1975. №5. С. 28–31.
13. Кортаев Ю.П., Зотов Г.А., Тупысев М.К. Решение задачи неизотермической фильтрации газа при образовании гидратов в призабойной зоне скважин // Там же. 1976. №8. С. 20–24.

ПРИЛОЖЕНИЕ

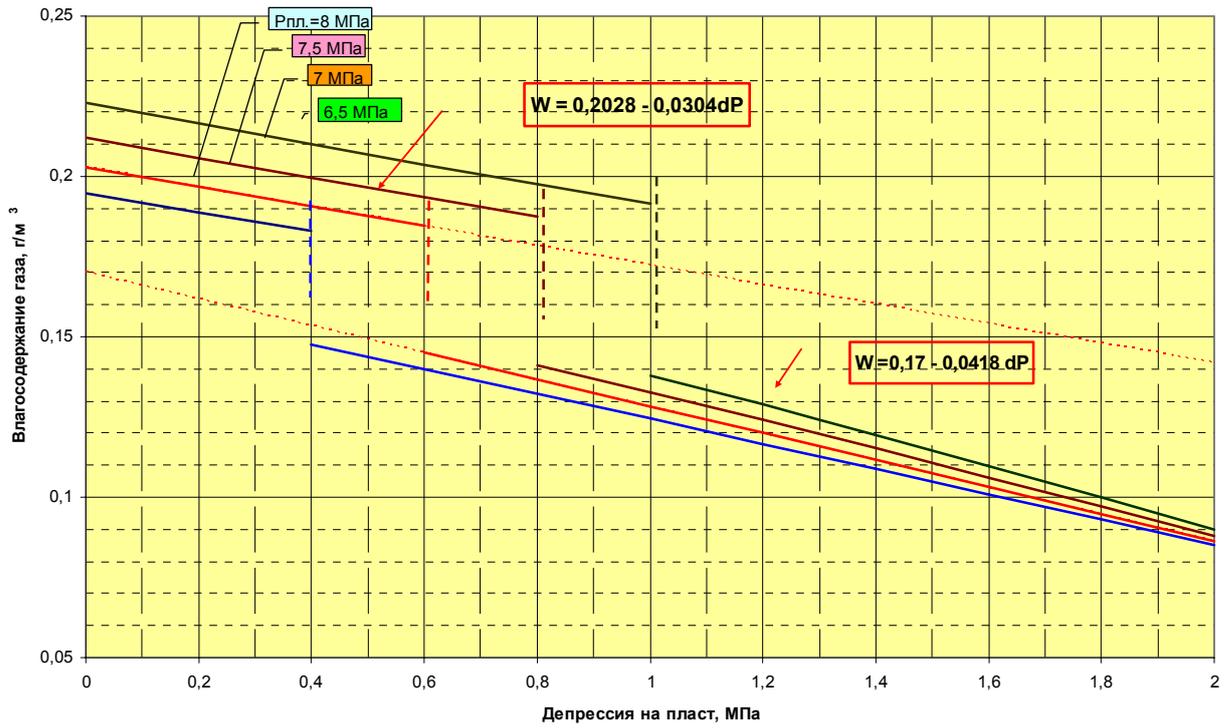


Рис. 1. Изменение влагосодержания газа в призабойной зоне в зависимости от депрессии на пласт при различных пластовых давлениях

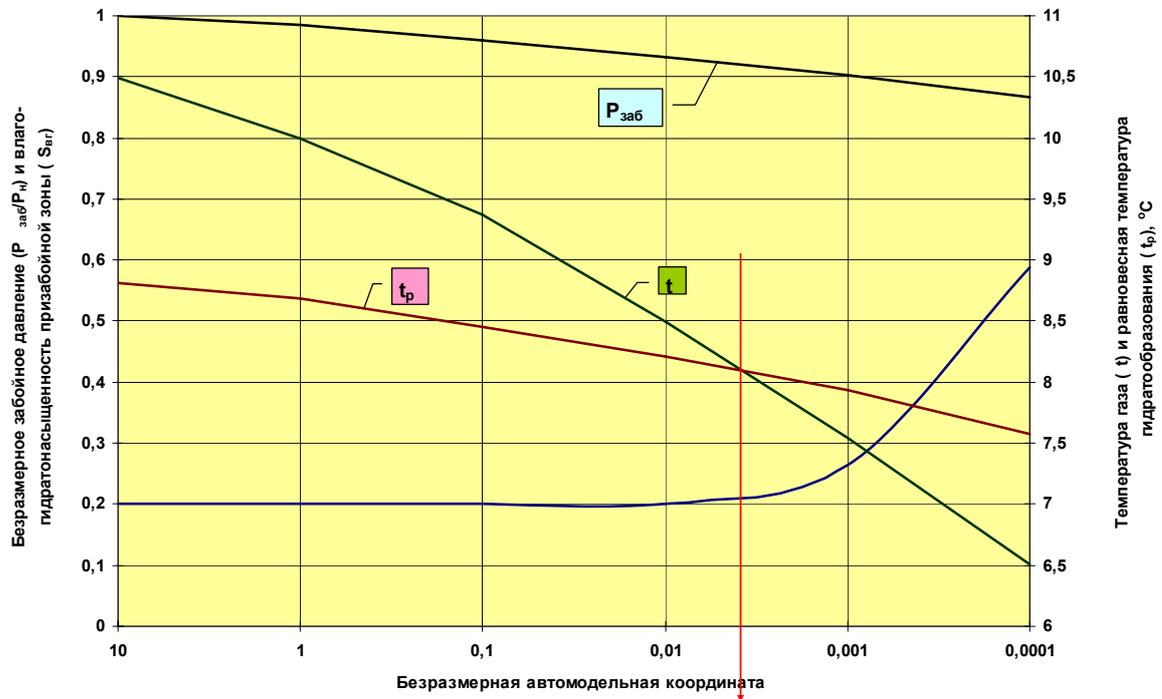


Рис. 2. Работа скважины с дебитом 206 тыс.м³/сут с пластовыми условиями Мессояхского месторождения ($P_{пл}=7,5$ МПа, $t_{пл}=10,5$ °C)

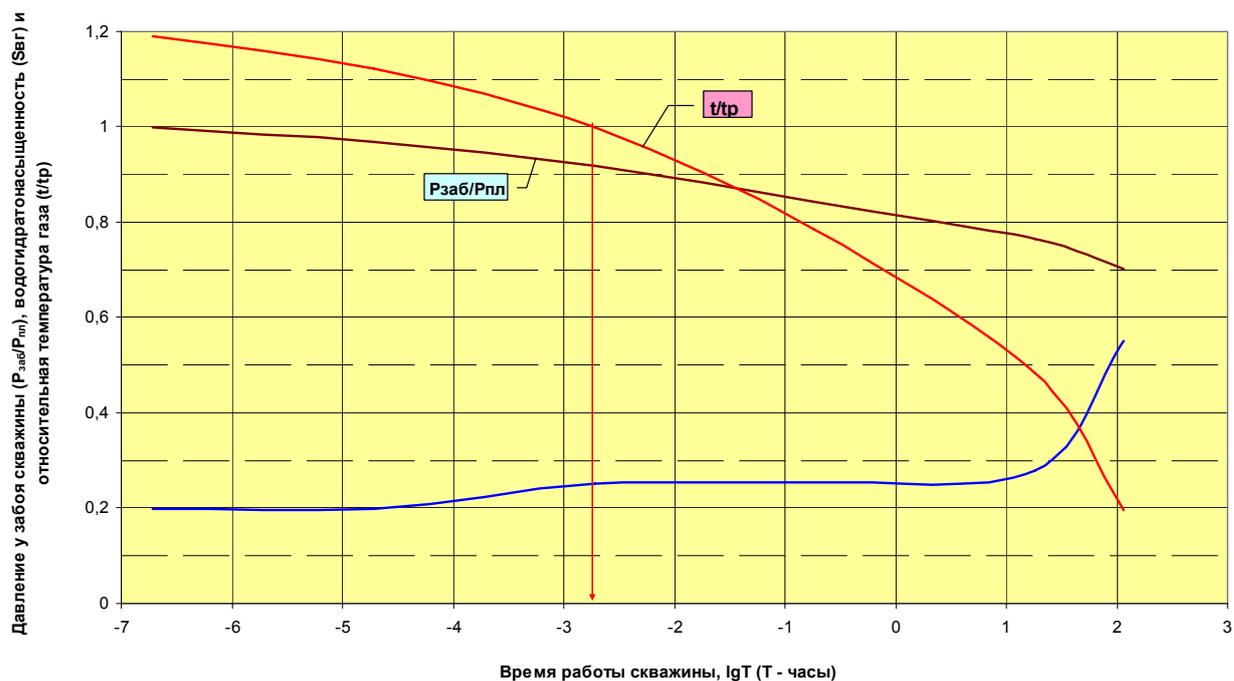


Рис. 3. Работа скважины с дебитом 509 тыс. м³/сут. с пластовыми условиями Мессояхского месторождения ($P_{пл}=7,5$ МПа, $t_{пл}=10,5$ °С)

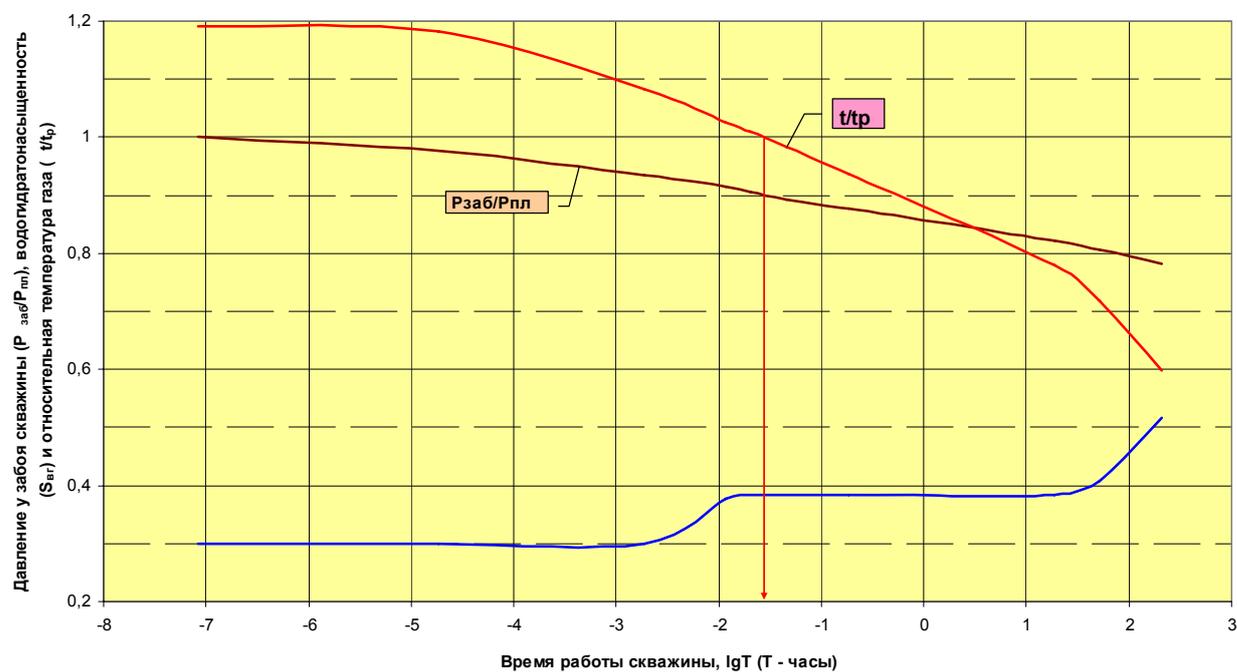


Рис. 4. Работа скважины с дебитом 253 тыс. м³/сут с пластовыми условиями Мессояхского месторождения ($P_{пл}=7,5$ МПа, $t_{пл}=10,5$ °С)

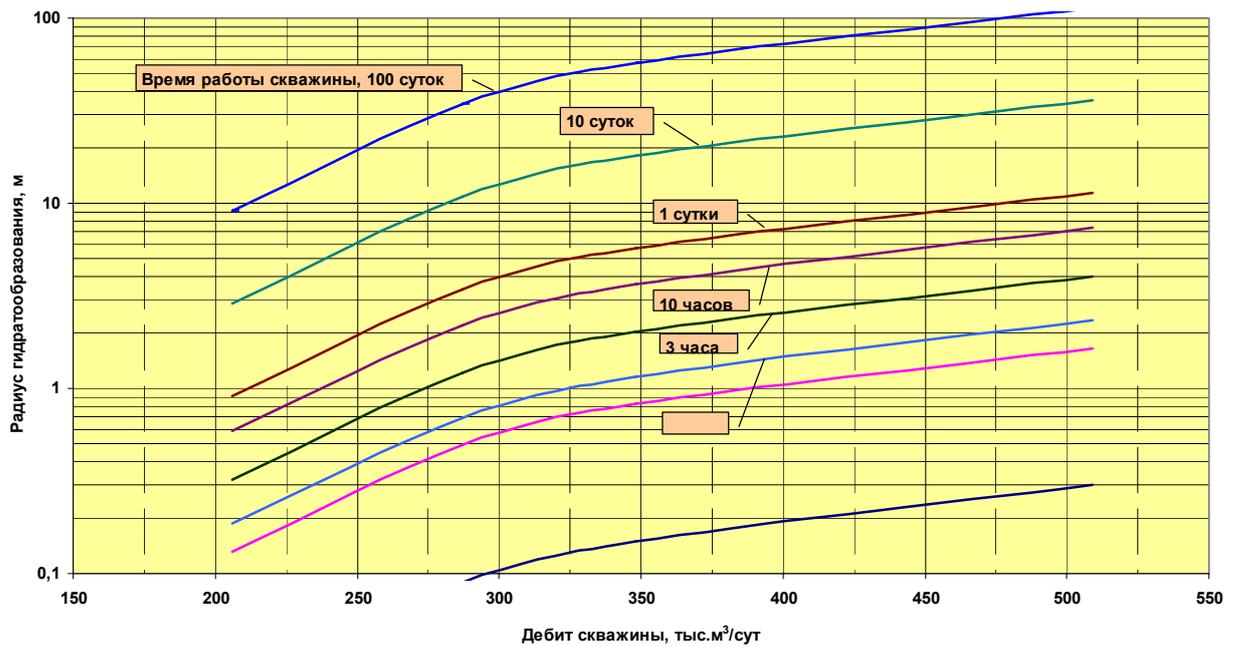


Рис. 5. Динамика гидратообразования в призабойной зоне (начальные условия Мессояхского месторождения: $P_{пл}=7,5$ МПа, $t_{пл}=10,5$ °С)

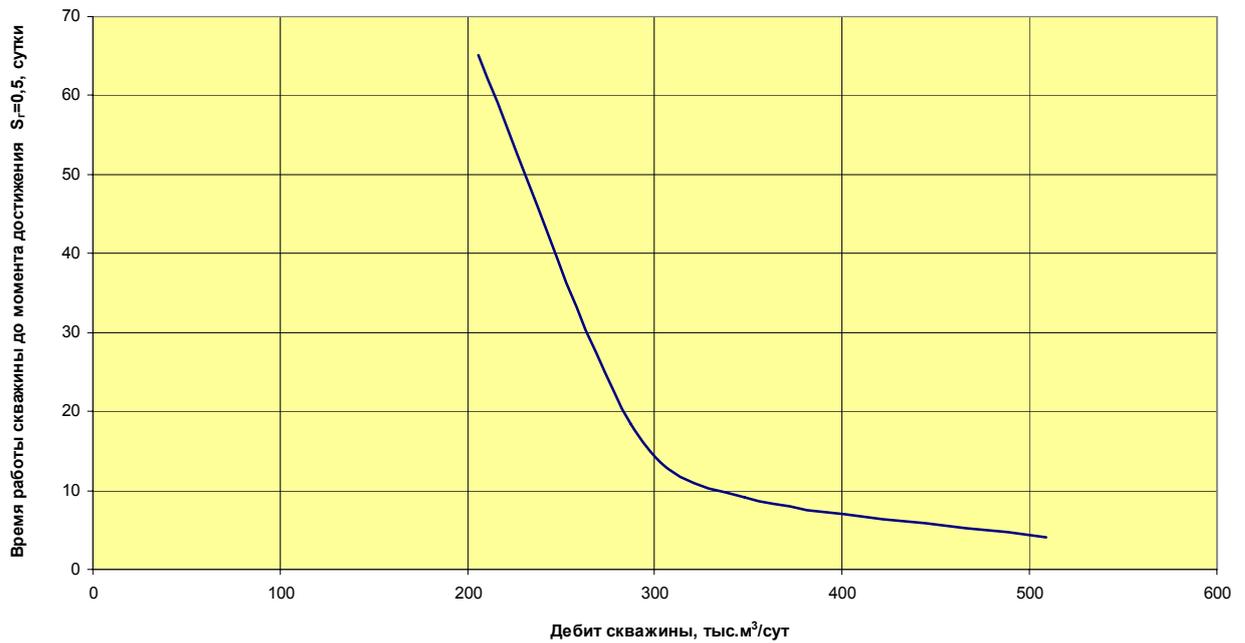


Рис. 6. Зависимость времени работы скважины до момента достижения гидратонасыщенности пласта у забоя значения $S_g = 0,5$ от дебита скважины