

Рамиль Фаизырович ШАРАФУТДИНОВ¹
Ильдар Вакифович КАНАФИН²

УДК 532.546

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ В СКВАЖИНЕ С МНОГОПЛАСТОВОЙ СИСТЕМОЙ ПРИ РАЗГАЗИРОВАНИИ НЕФТИ

¹ доктор физико-математических наук,
профессор кафедры геофизики,
Башкирский государственный университет (г. Уфа)
gframil@inbox.ru

² ассистент кафедры геофизики,
Башкирский государственный университет (г. Уфа)
vradlik@gmail.com

Аннотация

Как известно, термометрия скважин является одним из основных методов при диагностике состояния скважины и пласта при контроле за разработкой нефтегазовых месторождений. На сегодняшний день слабоизученным остается вопрос о формировании температурного поля в скважине с многопластовой системой в условиях разгазирования нефти. Поэтому актуальным является исследование термогидродинамических процессов, формирующих температурное поле в системе «скважина — пласт» на основе математической модели движения двухфазного потока нефти и газа с учетом разгазирования нефти.

В статье на основе численной модели, описывающей неизотермическое движение двухфазного флюида в скважине с многопластовой системой, рассмотрена задача об отборе газированной нефти из скважины, которая эксплуатирует два пласта. Формирование температурного поля обусловлено влиянием адиабатического и Джоуля — Томсона эффектов, а также теплоты разгазирования нефти.

Цитирование: Шарафутдинов Р. Ф. Особенности формирования температурного поля в скважине с многопластовой системой при разгазировании нефти / Р. Ф. Шарафутдинов, И. В. Канафин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Том 6. № 2 (22). С. 96-109.
DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-2-96-109

Решение системы дифференциальных уравнений осуществляется численно, а дискретизация — методом контрольного объема. Полученная система нелинейных уравнений линеаризуется методом Ньютона — Рафсона, а корни системы находятся методом Гаусса из библиотеки LAPACK.

В работе рассмотрены особенности температурных эффектов в скважине с двухпластовой системой при различной продолжительности снижения давления на устье скважины, давления насыщения нефти газом, а также функциональных зависимостей относительных фазовых проницаемостей фаз от насыщенности. Показано, что резкое снижение давления на устье скважины приводит к значительному охлаждению в первый час работы скважины.

Полученные результаты могут быть использованы при планировании промыслово-геофизических исследований и интерпретации результатов температурных исследований скважин при добыче газированной нефти.

Ключевые слова

Температура, газожидкостный поток, разгазирование нефти, двухпластовая система, давление насыщения нефти газом, относительные фазовые проницаемости.

DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-2-96-109

Введение

В настоящее время одним из наиболее информативных методов для диагностики состояния скважин и пластов является термометрия [1]. Известно, что температурное поле очень чувствительно к процессам, происходящим как в нефтяном пласте, так и в стволе скважины. Данное обстоятельство, с одной стороны, дает преимущество перед остальными методами, а с другой, накладывает ограничения при интерпретации температурных аномалий в скважине.

Снижение давления в скважине или пласте ниже давления насыщения нефти газом приводит к разгазированию нефти, и поэтому в большинстве случаев в стволе скважины наблюдаются многофазные потоки, особенно в многопластовых объектах, что усложняет интерпретацию многих промыслово-геофизических методов исследования скважин, включая термометрию. В связи с этим теоретическое исследование неизотермических двухфазных потоков в скважине с двухпластовой системой с учетом разгазирования нефти является важной, актуальной задачей скважинной термометрии.

Основная часть

Постановка задачи

По сравнению с известными работами [2, 4, 5, 7, 8, 10] разработанная математическая модель позволяет рассчитать распределения температуры в стволе скважины при разгазировании нефти с учетом совместной работы нескольких пластов. Также учитывается разгазирование нефти в стволе скважины.

Сформулируем математическую модель течения газированной нефти в системе «скважина — пласт» с учетом Джоуля — Томсона и адиабатического эффектов, теплоты фазового перехода при разгазировании нефти. Геометрия задачи приведена на рис. 1, где P_s — давление насыщения нефти газом. При этом поле давления в скважине предполагается квазистационарным.

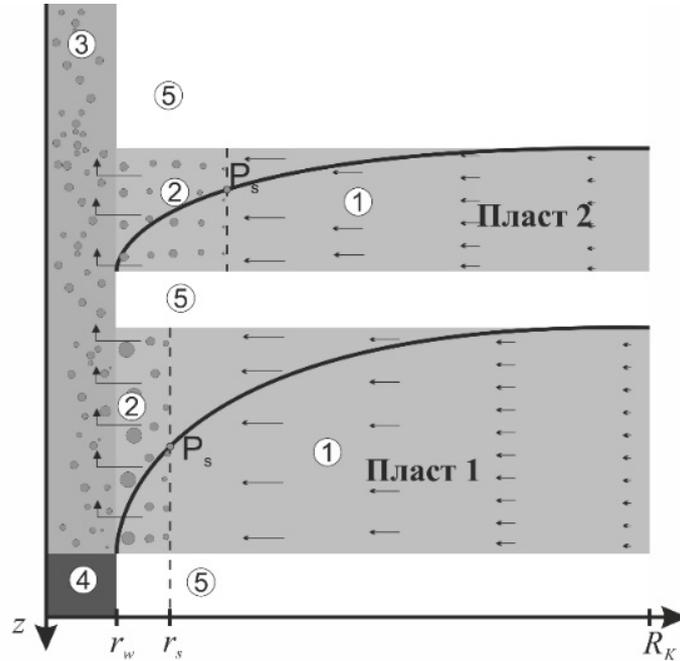


Рис. 1. Геометрия задачи

Fig. 1. The geometry of the problem

Учитывая, что изменение концентрации растворенного газа в нефти в рассматриваемых процессах незначительно, будем считать зависимость плотности газированной нефти от давления линейной. Таким образом, пренебрегаем влиянием концентрации растворенного газа на изменение плотности нефти при изменении давления.

Поток в пласте предполагаем осесимметричным и однородным по толщине, также пренебрегаем капиллярными эффектами; процесс разгазирования равновесный. Тогда уравнения неразрывности для пласта и скважины, которые подробно описаны в работе [6], запишутся в следующем виде:

— для пласта:

$$m_{res} \frac{\partial(\rho_1 S_1 (1 - c_{gas}))}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho_1 (1 - c_{gas}) \frac{K_r \cdot k_1(S_1)}{\mu_1} \frac{\partial P_r}{\partial r} \right); \quad (1)$$

$$m_{res} \frac{\partial(\rho_1 S_1 + \rho_2 S_2)}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \left[\rho_1 \frac{K_r \cdot k_1(S_1)}{\mu_1} + \rho_2 \frac{K_r \cdot k_2(S_2)}{\mu_2} \right] \frac{\partial P_r}{\partial r} \right); \quad (2)$$

— для скважины:

$$\frac{\partial(\rho_1\alpha_1(1-c_{gas}))}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z}(\rho_1\alpha_1(1-c_{gas})v_1) + J_1(1-c_{gas}); \quad (3)$$

$$\frac{\partial(\rho_1\alpha_1 + \rho_2\alpha_2)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z}(\rho_1\alpha_1v_1 + \rho_2\alpha_2v_2) + (J_1 + J_2); \quad (4)$$

где S_i — насыщенность пласта i -й фазой; K_r — абсолютная проницаемость пласта; k_i — фазовая проницаемость пласта; μ_i — вязкость фаз; c_{gas} — массовая концентрация растворенного газа в нефти; P — давление; t — время; r — радиус; m_{res} — пористость пласта; ρ_i — плотности фаз; ρ_1^{res} — плотность газированной нефти при начальной концентрации растворенного газа и начальном пластовом давлении; P_{res} — начальное пластовое давление; α_i — объемная доля i -й фазы в стволе скважины; v_i — скорость i -й фазы в скважине; J_i — плотность потока массы i -й фазы из пласта в скважину.

В начальный момент времени пласт насыщен газированной нефтью. Скважина заполнена нефтью. Выделение растворенного газа происходит при снижении давления в системе ниже давления насыщения нефти газом. Равновесная массовая концентрация газа в нефти определяется по закону Генри [9]:

$$c_{gas}(P) = \begin{cases} \frac{1}{1 + \frac{\rho_1^n}{\rho_2^n R \cdot P}}, & \text{для } P < P_{b.p.}, \\ \frac{1}{1 + \frac{\rho_1^n}{\rho_2^n R \cdot P_{b.p.}}}, & \text{для } P \geq P_{b.p.}, \end{cases} \quad (5)$$

где R — коэффициент растворимости Генри; ρ_i^n — плотность газового и нефтяного компонентов при нормальных условиях; $P_{b.p.}$ — давление насыщения нефти газом.

Учитывая Джоуля — Томсона и адиабатический эффекты, кондуктивный и конвективный теплоперенос, теплоту фазового перехода в пренебрежении тепловыми потерями в окружающие породы, уравнение сохранения энергии для пласта можно записать в следующем виде:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t}(m_{res}[\rho_1c_1S_1 + \rho_2c_2S_2]T + [1 - m_{res}]\rho_{rock}c_{rock}T) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(r[\rho_1c_1v_1 + \rho_2c_2v_2]T) = \\ & = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}\left(r\lambda^* \frac{\partial T}{\partial r}\right) + m_{res}(\rho_1c_1S_1\eta_1 + \rho_1c_1S_1\eta_1) \frac{\partial P_r}{\partial t} - (\rho_1c_1v_1\varepsilon_1 + \rho_2c_2v_2\varepsilon_2) \frac{\partial P_r}{\partial r} + \\ & + J_{12}^r(c_2 - c_1)T + qJ_{12}^r, \end{aligned} \quad (6)$$

где c_i — теплоемкость i -й фазы; ρ_{rock} — плотность горной породы; c_{rock} — теплоемкость горной породы; λ^* — теплопроводность насыщенной пористой среды;

η_i — коэффициент адиабатического расширения фаз; ε_i — коэффициент Джоуля — Томсона фаз; T — температура; J_{12}^r — интенсивность переноса массы газового компонента из нефтяной фазы в газовую при разгазировании нефти; q — удельная теплота разгазирования нефти.

Интенсивность переноса массы при разгазировании нефти в пласте определим из уравнения неразрывности для нефтяной фазы:

$$J_{12}^r = -m_{res} \frac{\partial}{\partial t} (\rho_1 S_1) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho_1 \frac{K_r k_1(S_1)}{\mu_1} \frac{\partial P_r}{\partial r} \right). \quad (7)$$

Уравнение энергии для скважины с учетом конвективного теплопереноса, теплоты фазового перехода, адиабатического расширения и теплообмена потока с окружающими горными породами имеет вид:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} ([\alpha_1 c_1 \rho_1 + \alpha_2 c_2 \rho_2] T) + \frac{\partial}{\partial z} ([\alpha_1 c_1 \rho_1 v_1 + \alpha_2 c_2 \rho_2 v_2] T) = \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda_m \frac{\partial T}{\partial z} \right) + \Lambda (T_{geo} - T) + \\ + q J_{12}^w + (c_1 J_1 + c_2 J_2) (T - T_{in}) + (\alpha_1 c_1 \rho_1 \eta_1 + \alpha_2 c_2 \rho_2 \eta_2) \frac{\partial P_w}{\partial t} + J_{12}^w (c_2 - c_1) T, \end{aligned} \quad (8)$$

$$T_{geo}(z) = T_{bottom} - G_z \cdot z,$$

где T_{geo} — невозмущенная естественная температура горных пород; G_z — геотермический градиент; J_i — интенсивность переноса массы из пласта в скважину; T_{in} — температура притекающей из пласта нефтегазовой смеси (полученная в результате решения уравнения энергии для пласта (6)); Λ — коэффициент теплоотдачи нефтегазовой смеси.

Совмещение моделей пласта и скважины осуществляется по следующей схеме:

- 1) используя давление в скважине как граничное условие, решаются уравнения для пласта;
- 2) определяются массовые расходы и температуры фаз на выходе из пласта;
- 3) используя источникные слагаемые, определенные в п. 2, решаются уравнения для скважины.

Итерации продолжаются до тех пор, пока поправки к очередному приближению не будут меньше заданного ε . При расчетах использованы следующие значения: $\varepsilon_p = 10^{-5}$; $\varepsilon_s = 10^{-5}$; $\varepsilon_a = 10^{-5}$; $\varepsilon_v = 10^{-5}$; $\varepsilon_T = 10^{-8}$.

Исследование термогидродинамических процессов в скважине на основе математической модели

Ниже приведены результаты расчетов температуры в скважине при вариации параметров: продолжительности снижения давления на устье скважины, давления насыщения нефти газом, функциональной зависимости фазовой проницаемости от насыщенности. Во всех расчетах считается, что скважина вертикальная, моделируется интервал скважины длиной 100 м, диаметр скважины 0,1 м. Пласты пористые горизонтальные однородные мощностью по 5 м. Проницаемость нижнего пласта 100 мД, проницаемость верхнего — 80 мД. Начальное давление на устье скважины 100 атм. Пластовое давление является гидростатическим. В на-

чальный момент времени пласт насыщен нефтяной фазой ($S_1 = 1,0$), скважина также заполнена нефтью ($S_1 = 1,0$). В качестве граничного условия задается давление на устье скважины. Время работы скважины 100 ч.

Изменение давления на устье скважины

Давление на устье скважины будем считать экспоненциально зависящим от времени:

$$P_w(z_{top}) = P_{head} + (P_{head}^0 - P_{head}) \cdot e^{-\frac{t}{\tau}}, \tag{9}$$

где P_{head}^0 — начальное давление на устье скважины; P_{head} — заданное давление на устье скважины; t — время; τ — продолжительность снижения давления с начального до заданного значения.

На рис. 2 приведены графики изменения давления на устье скважины при различном значении параметра τ .

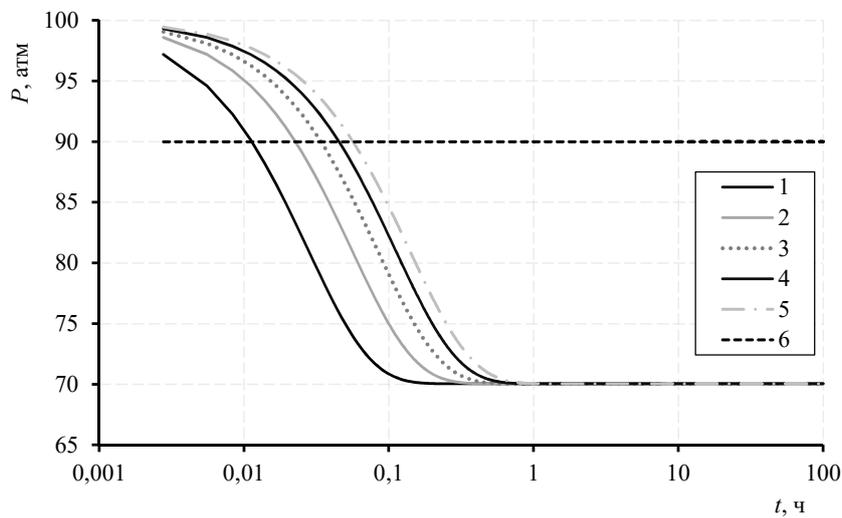


Рис. 2. Изменение давления на устье скважины: 1 — 100 с; 2 — 200 с; 3 — 300 с; 4 — 400 с; 5 — 500 с; 6 — значение давления насыщения

Fig. 2. Change in pressure at the wellhead: 1 — 100 s; 2 — 200 s; 3 — 300 s; 4 — 400 s; 5 — 500 s; 6 — value of saturation pressure

Рассмотрим, как характер падения давления на устье скважины (рис. 2) влияет на температурное поле в скважине. На рис. 3 приведена зависимость избыточной температуры напротив кровли верхнего пласта от времени.

Быстрое снижение давления (рис. 3, кривая 1) приводит к резкому выделению большого объема газа (рис. 4) в стволе скважины в первые 5 мин ее работы. В результате возникает значительная отрицательная температурная аномалия в виде «впадины». Далее отмечается характерная «полочка» на всех кривых, что обусловлено приходом температурного сигнала из нижнего пласта. С момента

2 ч и дальше термограммы полностью совпадают, т. к. данный временной участок характеризуется влиянием дальней зоны пласта и преобладанием теплоты разгазирования над эффектом Джоуля — Томсона нефтяной фазы.

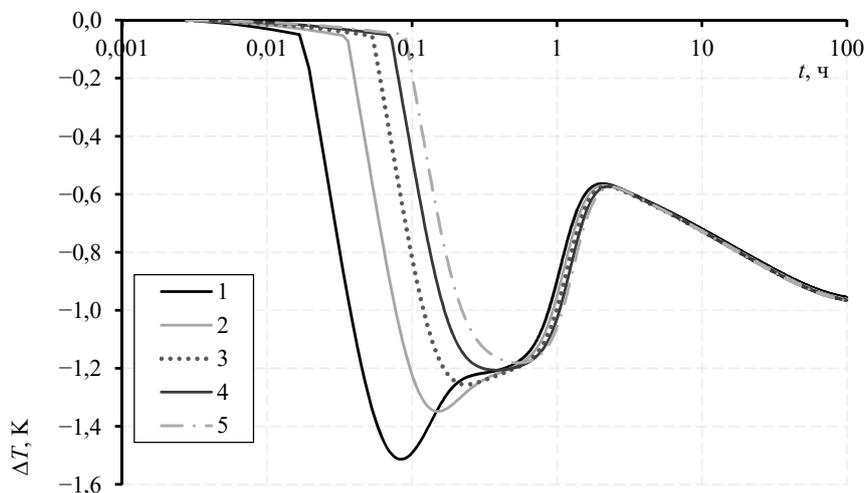


Рис. 3. Зависимость избыточной температуры напротив кровли верхнего пласта от времени: 1 — 100 с; 2 — 200 с; 3 — 300 с; 4 — 400 с; 5 — 500 с

Fig. 3. The dependence of excess temperature opposite the roof of the upper layer from time to time: 1 — 100 s; 2 — 200 s; 3 — 300 s; 4 — 400 s; 5 — 500 s

Изменение давления насыщения нефти газом

Далее приведены результаты исследования вариации давления насыщения на температуру в скважине. Давление насыщения задавалось так: 80, 85 и 90 атм. На рис. 5 приведено изменение температуры напротив кровли верхнего пласта от времени.

При увеличении давления насыщения увеличивается радиус начала разгазирования нефти в пласте (фронт разгазирования). Как уже говорилось выше, временной участок от 2 ч и дальше характеризует температурный сигнал из отдаленных участков пласта. Поэтому при большом значении давления насыщения из дальних участков пласта продолжает притекать охлажденная нефтегазовая смесь. При среднем значении давления насыщения (рис. 5, кривая 2) на этом же временном участке через приблизительно 20 ч после начала добычи отмечается постепенное увеличение температуры, которое связано с началом преобладания эффекта Джоуля — Томсона нефтяной фазы над теплотой разгазирования. При небольшом значении давления насыщения (рис. 5, кривая 1) температурная кривая практически сразу идет на увеличение ввиду меньшего радиуса начала разгазирования. О притоке большего объема газа свидетельствуют и профили объемной доли газа в скважине (рис. 6).

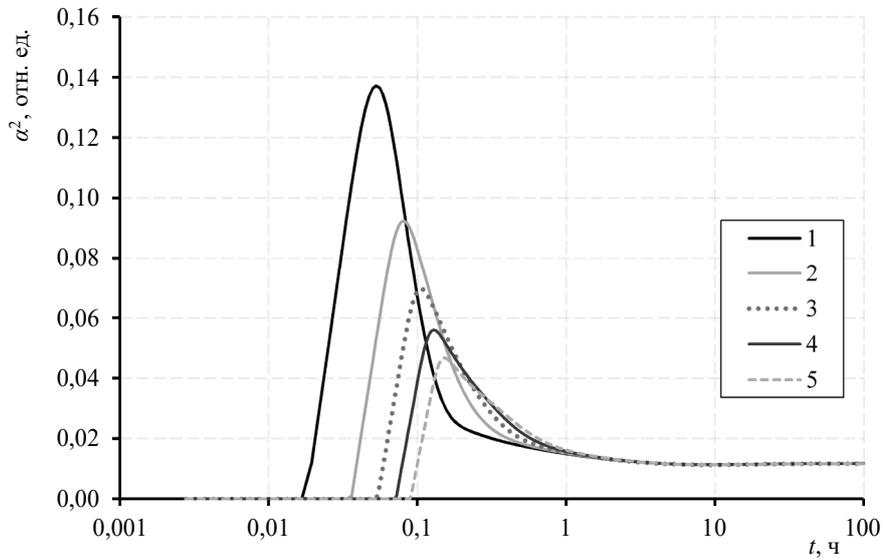


Рис. 4. Зависимость объемной доли газа в скважине напротив кровли верхнего пласта от времени: 1 — 100 с; 2 — 200 с; 3 — 300 с; 4 — 400 с; 5 — 500 с

Fig. 4. The dependence of the volume fraction of gas in the well opposite the roof of the upper reservoir from time to time: 1 — 100 s; 2 — 200 s; 3 — 300 s; 4 — 400 s; 5 — 500 s

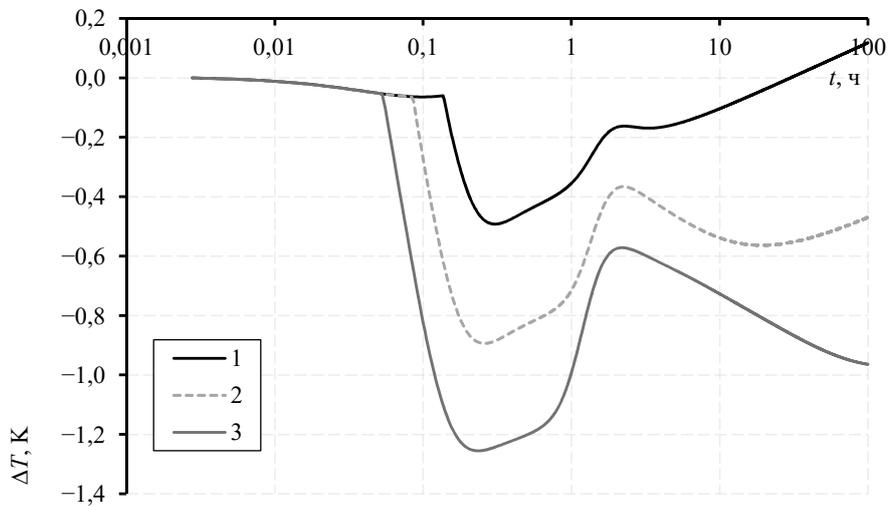


Рис. 5. Зависимость температуры напротив кровли верхнего пласта от времени (давление насыщения): 1 — 8,0 МПа; 2 — 8,5 МПа; 3 — 9,0 МПа

Fig. 5. The dependence of the temperature opposite the roof of the upper layer from time to time (saturation pressure): 1 — 8.0 MPa; 2 — 8.5 MPa; 3 — 9.0 MPa

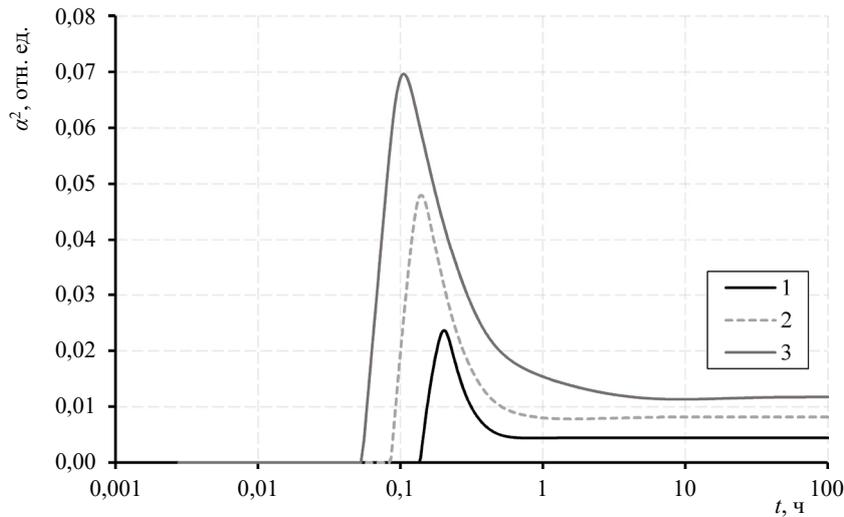


Рис. 6. Зависимость объемной доли газа в скважине напротив кровли верхнего пласта от времени: 1 — 80 атм; 2 — 85 атм; 3 — 90 атм

Fig. 6. The dependence of the volume fraction of gas in the well opposite the roof of the upper reservoir from time to time: 1 — 80 atm; 2 — 85 atm; 3 — 90 atm

Влияние функции фазовых проницаемостей

Фазовые проницаемости являются функциями насыщенностей. По умолчанию зависимость задана по И. А. Чарному [3] в виде:

$$k_1(S_1) = \begin{cases} 0, & S_1 \leq 0,15, \\ (3,4 - 2,4S_1) \left(\frac{S_1 - 0,15}{0,85} \right)^{2,8}; & \end{cases} \quad (10)$$

$$k_2(S_2) = (S_2)^{3,5} \cdot (1 + 3(1 - S_2)).$$

В этой же работе приводится зависимость для нефти в несколько иной форме, а для газовой фазы зависимость сохраняется из (10):

$$k_1(S_1) = \begin{cases} 0, & S_1 \leq 0,2, \\ \left(\frac{S_1 - 0,2}{0,8} \right)^{3,5}. & \end{cases} \quad (11)$$

Для сравнения также используется квадратичная зависимость фазовых проницаемостей жидкой и газовой фаз:

$$k_1(S_1) = S_1^2, \quad k_2(S_2) = S_2^2. \quad (12)$$

Теперь рассмотрим, как относительная фазовая проницаемость будет влиять на формирование температурного поля в скважине. На рис. 7 показана зависимость избыточной температуры напротив кровли верхнего пласта от времени при различных зависимостях фазовых проницаемостей.

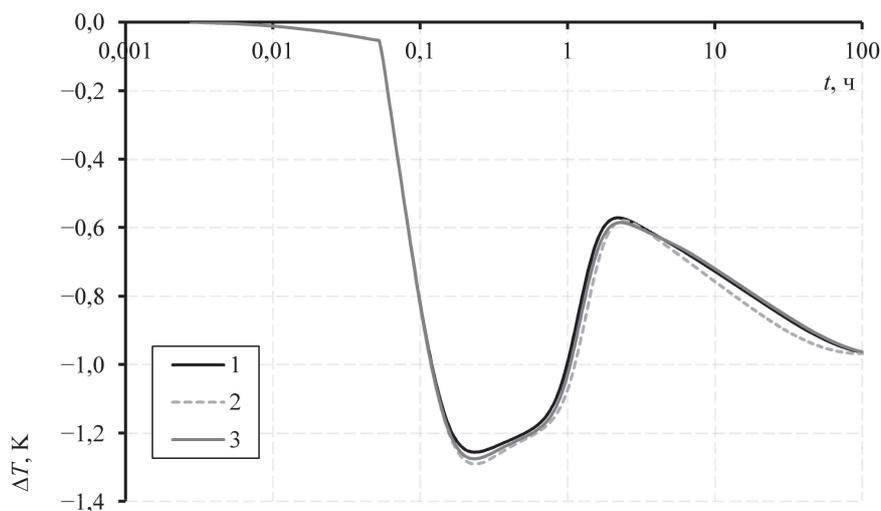


Рис. 7. Зависимость избыточной температуры напротив кровли верхнего пласта от времени: 1 — ОФП по (10); 2 — ОФП по (11); 3 — ОФП по (12)

Fig. 7. The dependence of excess temperature opposite the roof of the upper layer from time to time: 1 — RPP according to (10); 2 — RPP according to (11); 3 — RPP according to (12)

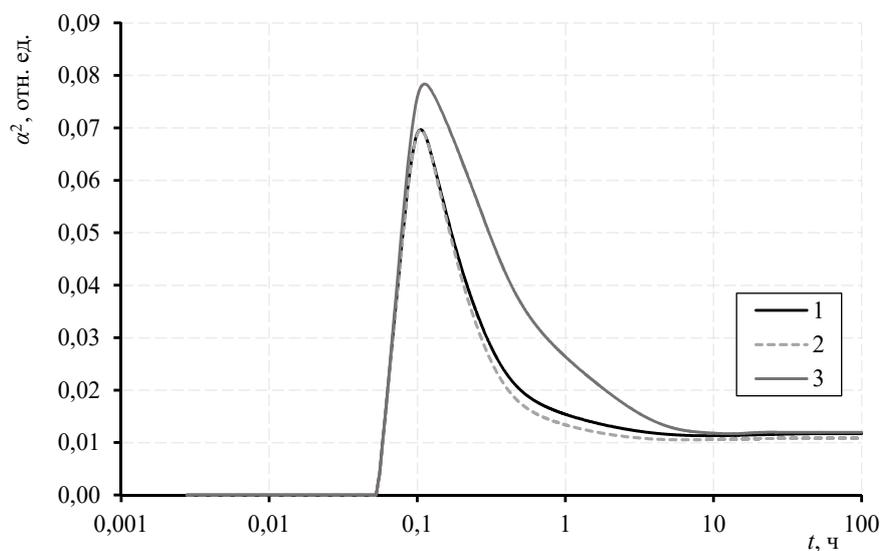


Рис. 8. Зависимость объемной доли газа в скважине напротив кровли верхнего пласта от времени: 1 — ОФП по (10); 2 — ОФП по (11); 3 — ОФП по (12)

Fig. 8. The dependence of the volume fraction of gas in the well opposite the roof of the upper layer from time to time: 1 — RPP according to (10); 2 — RPP according to (11); 3 — RPP according to (12)

Из результатов моделирования (рис. 7) следует, что форма заданных моделей относительных фазовых проницаемостей не оказывает существенного влияния на температурный сигнал в скважине. Небольшое расхождение происходит с момента 4 ч и дальше. Квадратичная зависимость фазовых проницаемостей (12) характеризуется более интенсивным разгазированием нефти (рис. 8) по сравнению с моделями И. А. Чарного (10)-(11).

Заключение

1. Показано, что при малой продолжительности снижения давления на устье скважины, например до 7 мин, возникает резкое охлаждение в стволе скважины и образование «каплевидной» температурной аномалии напротив кровли верхнего пласта. А с момента 2 ч и дальше термограммы полностью совпадают.
2. Установлено, что характер изменения температуры на кровле верхнего пласта зависит от соотношения давления насыщения и пластового давления. Например, при значении давления насыщения 85 атм для пластового давления 100 атм температура в скважине напротив кровли верхнего пласта начинает монотонно увеличиваться спустя приблизительно 20 ч после пуска скважины в работу. А при меньших значениях давления насыщения рост температуры начинается раньше.
3. По сравнению с моделью фазовых проницаемостей И. А. Чарного квадратичная зависимость характеризуется более интенсивным выделением газа, что на термограмме можно заметить через 4 ч после начала работы скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Валиуллин Р. А. Термометрия многофазных потоков / Р. А. Валиуллин, А. Ш. Рамазанов, Р. Ф. Шарафутдинов. Уфа: Изд-во Башкирского государственного университета, 1995.
2. Рамазанов А. Ш. Аналитическая модель температурных изменений при фильтрации газированной нефти / А. Ш. Рамазанов, А. В. Паршин // Теплофизика высоких температур. 2012. Том 50. № 4. С. 606-608.
3. Чарный И. А. Подземная гидрогазодинамика / И. А. Чарный. М.: Гостоптехиздат, 1963. 396 с.
4. Шарафутдинов Р. Ф. Исследование неизотермического двухфазного течения в вертикальной скважине / Р. Ф. Шарафутдинов, Т. Р. Хабиров, А. А. Садретдинов // Прикладная механика и техническая физика. 2015. Том 56. № 2 (330). С. 15-20.
5. Шарафутдинов Р. Ф. Фильтрация газированной нефти с фазовыми переходами в неоднородной по проницаемости пористой среде / Р. Ф. Шарафутдинов, А. С. Бочков, А. М. Шарипов, А. А. Садретдинов // Прикладная механика и техническая физика. 2017. Том 58. № 2. С. 98-102.

6. Шарафутдинов Р. Ф. Численное исследование температурного поля в скважине с многопластовой системой при движении газированной нефти / Р. Ф. Шарафутдинов, И. В. Канафин, Т. Р. Хабиров // Прикладная механика и техническая физика. 2019. Том 60. № 5. С. 125-135.
7. Hasan A. R. Fluid Flow and Heat Transfer in Wellbores / A. R. Hasan, C. S. Kabir. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2002.
8. Izgec B. Transient Fluid and Heat Flow Modeling in Coupled Wellbore/Reservoir Systems: diss. / B. Izgec. Texas, 2008.
9. Ralph P. General Chemistry: Principles and Modern Applications / P. Ralph, W. Harwood, G. Herring, J. Madura. 9th ed. Upper Saddle River, NJ: Pearson, 2007.
10. Zhe Wang. Analyzing wellbore temperature distributions using nonisothermal multiphase flow simulation / Zhe Wang // SPE Western North American Region Meeting (7-11 May 2011, Anchorage, USA). Houston: Society of Petroleum Engineers, 2011. SPE 144577.

Ramil F. SHARAFUTDINOV¹

Ildar V. KANAFIN²

UDC 532.546

FEATURES OF FORMATION OF THE TEMPERATURE FIELD IN A WELL WITH A MULTILAYER SYSTEM DURING OIL DEGASSING

¹ Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Department of Geophysics,
Bashkir State University (Ufa)
gframil@inbox.ru

² Assistant Professor, Department of Geophysics,
Bashkir State University (Ufa)
vradlik@gmail.com

Abstract

As is known, well thermometry is one of the main methods for diagnosing the condition of a well and formation while monitoring the development of oil and gas fields. Today the question of the formation of the temperature field in a well with a multilayer system under conditions of oil degassing remains poorly understood. Therefore, it is relevant to study thermohydrodynamic processes that form the temperature field in the well-reservoir system based on a mathematical model of the movement of a two-phase flow of oil and gas, taking into account oil degassing.

Based on a numerical model describing the non-isothermal movement of a two-phase fluid in a well with a multi-layer system, the article discusses the problem of selecting soda oil from a well that operates two layers. The formation of the temperature field is due to the influence of the adiabatic and Joule-Thomson effects, as well as the heat of gas degassing.

The system of differential equations is solved numerically, and discretization by the control volume method. The resulting system of nonlinear equations is linearized by the Newton-Raphson method, the roots of which are found by the Gauss method from the LAPACK library.

Citation: Sharafutdinov R. F., Kanafin I. V. 2020. "Features of formation of the temperature field in a well with a multilayer system during oil degassing". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 6, no. 2 (22), pp. 96-109.
DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-2-96-109

The paper considers the features of temperature effects in a well with a two-layer system for various durations of pressure reduction at the wellhead, oil saturation pressure with gas, as well as the functional dependences of the relative phase permeabilities of phases on saturation. It is shown that a sharp decrease in pressure at the wellhead leads to significant cooling in the first hour of well operation.

The results can be used in the planning of field geophysical studies and interpretation of the results of temperature studies of wells in the production of gas-cut oil.

Keywords

Temperature, gas-liquid flow, oil degassing, two-layer system, bubble-point pressure, relative phase permeability's.

DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-2-96-109

REFERENCES

1. Valiullin R. A., Ramazanov A. Sh., Sharafutdinov R. F. 1995. *Multiphase Thermometry*. Ufa: Izdatelstvo BashGU. [In Russian]
2. Ramazanov A. Sh., Parshin A. V. 2012. "Analytical model of temperature changes during soda oil filtration". *Teplofizika vysokikh temperatur*, vol. 50, no. 4, pp. 606-608. [In Russian]
3. Charnyy I. A. 1963. *Underground Hydrodynamics*. Moscow: Gostoptekhizdat, 396 pp. [In Russian]
4. Sharafutdinov R. F., Khabirov T. R., Sadretdinov A. A. 2015. "Study of non-isothermal two-phase flow in a vertical well". *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, vol. 56, no. 2 (330), pp. 15-20. [In Russian]
5. Sharafutdinov R. F., Bochkov A. S., Sharipov A. M., Sadretdinov A. A. 2017. "Filtration of carbonated oil with phase transitions in a porous medium inhomogeneous in permeability". *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, vol. 58, no. 2, pp. 98-102. [In Russian]
6. Sharafutdinov R. F., Kanafin I. V., Khabirov T. R. 2019. "Numerical investigation of the temperature field in a multiple-zone well during gas-cut oil motion". *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, vol. 60, no. 5, pp. 889-898. [In Russian]
7. Hasan A. R., Kabir C. S. 2002. *Fluid Flow and Heat Transfer in Wellbores*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
8. Izgec B. 2008. *Transient Fluid and Heat Flow Modeling in Coupled Wellbore/Reservoir Systems*: diss. Texas.
9. Ralph P., Harwood W., Herring G., Madura J. 2007. *General Chemistry: Principles and Modern Applications*. 9th edition. Upper Saddle River, NJ: Pearson.
10. Zhe Wang. 2011. "Analyzing wellbore temperature distributions using nonisothermal multiphase flow simulation". *SPE Western North American Region Meeting* (7-11 May 2011, Anchorage, USA). Houston: Society of Petroleum Engineers. SPE 144577.