

## ТЕМПЕРАТУРНОЕ ПОЛЕ В НЕФТЕ-ВОДОНАСЫЩЕННОМ ПЛАСТЕ С УЧЕТОМ РАЗГАЗИРОВАНИЯ НЕФТИ<sup>1</sup>

Рамазанов А.Ш., Паршин А.В.

**Термометрия** является одним из информативных методов при решении задач диагностики состояния нефтегазовых пластов и скважин [1, 2 и др.]. Первые измерения температуры в скважинах были выполнены еще в начале двадцатого века профессором Д.В. Голубятниковым. В области теории температурных полей при фильтрации флюидов в пористой среде с учетом термодинамических эффектов первые исследования выполнены в начале 40-х годов Б.Б. Лапуком.

Теоретические основы термометрии, теоретическое обоснование термогидродинамических методов исследования пластов разработаны, в основном, для случая однофазной фильтрации флюида в пласте. Для реальных процессов фильтрации в нефтяных пластах более адекватной является модель многофазной неизо-термической фильтрации нефти, воды и газа. Фильтрация флюидов в пласте сопровождается изменением температуры не только за счет баротермического эффекта, но и за счет теплоты фазовых переходов при разгазировании пластовых жидкостей. В большинстве случаев практика нефтедобычи имеет дело с многофазными потоками. Многофазная фильтрация в пласте с фазовыми переходами встречается при исследовании нефтенасыщенных пластов с давлением насыщения, близким к пластовому давлению, а также при освоении и испытании пластов со снижением забойного давления ниже давления насыщения. Анализ материалов скважинных исследований показывает, что ранее разработанные методики исследований и интерпретации данных термогидродинамических исследований однофазных потоков для случаев разгазирования нефти в пласте напрямую использованы быть не могут.

Поэтому одной из **актуальных** проблем скважинной геофизики является разработка теории термогидродинамических полей при многофазной фильтрации нефти, воды и газа в подземных коллекторах. Они описываются системой нелинейных дифференциальных уравнений, отыскание решений которой представляет значительные трудности [3].

В данной работе исследуется аналитическая модель, описывающая формирование температурного поля в пласте при совместном притоке к скважине пластовой воды и газированной нефти.

**Постановка задачи.** Первоначально пласт насыщен газированной нефтью и водой. В момент  $t=0$  забойное давление снижается до величины  $P_w$ , меньшего, чем давление насыщения нефти газом  $P_s$ , и далее поддерживается постоянным. На контуре питания пласта  $R_e$  давление равно начальному значению  $P_r$ . Насыщенность пласта водой и нефтью на контуре питания поддерживается также равной их начальным значениям в пласте. Через контур питания поступления свободного газа нет, газовая фаза начинает выделяться в пласте с расстояния  $r_s$ , где давление снижается ниже давления насыщения. Необходимо исследовать изменение температуры на стенке скважины во времени.

<sup>1</sup> Работа выполнена при финансовой поддержке фирмы Шлюмберже

**Принятые допущения.** Возможность аналитического исследования нелинейной термогидродинамической системы обеспечивается одним существенным допущением, а именно, считается, что после снижения в скважине давления ниже давления насыщения в пласте мгновенно устанавливается стационарное поле давления (следовательно, и скорости фильтрации, и насыщенности). Такая модель жесткого пласта впервые была использована Чекалюком Э.Б. для расчета температурных полей при однофазной фильтрации слабосжимаемых жидкостей [4]. Метод позволяет разделить термогидродинамическую задачу на гидродинамическую и термическую. При этом для поля давления, насыщенностей и скоростей фильтрации фаз в пласте берутся стационарные решения в изотермическом приближении и, используя эти распределения решается отдельная задача об изменении температуры. Известно применение такого подхода для расчета температурных полей и при фильтрации газированной нефти в пористых пластах [5].

Остальные допущения, принятые в модели:

- пласт пористый, однородный и горизонтальный;
- естественная температура  $T_{пл}$  вдоль пласта постоянна;
- пласт вскрыт совершенной скважиной с радиусом  $r_w$ ;
- внешняя граница  $R_e$  является контуром питания с постоянным пластовым давлением  $P_r$  выше давления насыщения  $P_s$ ;
- однотемпературная модель, температура всех фаз и скелета пористой среды в каждой точке пласта совпадают;
- адиабатическое приближение, пренебрегается влиянием теплоотдачи в подстилающие и покрывающие породы на температурное поле в пласте;
- в пласте не учитывается и радиальная теплопроводность по сравнению с конвективным теплопереносом;
- выделением газа из пластовой воды пренебрегается;
- в зоне с  $p > P_s$  температура воды и нефти меняется за счет дроссельного эффекта;
- при  $p < P_s$  учитывается дроссельный эффект в нефти, воде и свободном газе, а также теплота разгазирования нефти;
- баротропное приближение, пренебрегается влиянием изменения температуры в пласте на параметры флюида и пласта.

**Поле давления** В соответствии с принятым выше допущением, распределение давления в пласте устанавливается мгновенно. В ближней зоне  $[r_w, r_s]$  при этом наблюдается выделение растворенного газа и трехфазная фильтрация воды, нефти и газа. Вне этой зоны, в области  $[r_s, R_e]$  происходит двухфазная фильтрация воды и газированной нефти.

Пользуясь моделью Христиановича для описания стационарной фильтрации газированной нефти, будем считать, что разгазирование нефти изменяет проницаемость пласта в зоне  $[r_w, r_s]$  с  $k$  на  $Ak$ , где

$$A \approx 0.944 - 21.43 \frac{\alpha P_0 \mu_2}{\mu_1}.$$

Здесь  $\alpha$  – коэффициент растворимости газа в нефти,  $\text{м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{Па}$ ;  $P_0$  – нормальное давление, Па;  $\mu$  – динамическая вязкость, Па·с. Индекс 1 относится к нефти, 2 – газу.

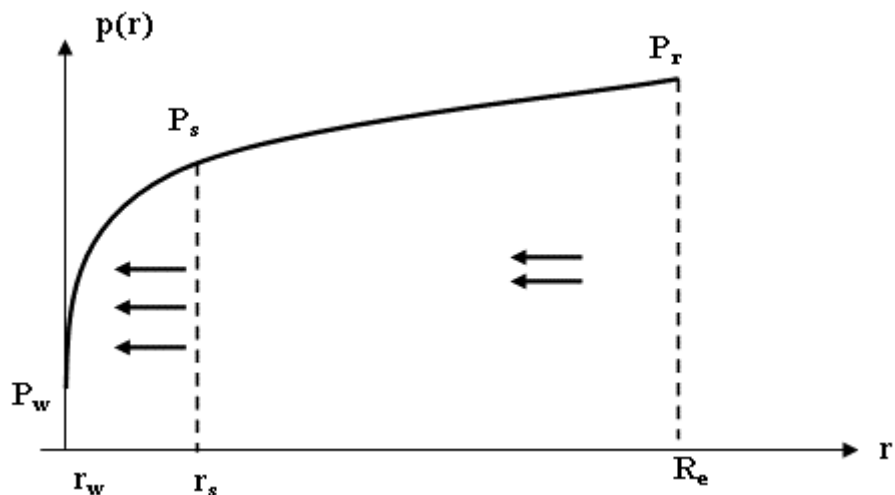


Рис 1. К постановке задачи.

Тогда распределение давления в пласте описывается формулами

$$p(r) = \begin{cases} P_w + \frac{\Delta P}{W} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right); & r_w \leq r \leq r_s \\ P_r - \frac{A\Delta P}{W} \ln\left(\frac{R_e}{r}\right); & r_s < r \leq R_e \end{cases} \quad (1)$$

Здесь

$$W = \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) + A \ln\left(\frac{R_e}{r_s}\right),$$

$\Delta P = P_e - P_w$  - общий перепад давления в пласте;

Расстояние до границы начала разгазирования  $r_s$  по заданному давлению насыщения определяем из выражения

$$\ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) = \frac{A}{A+n} \ln\left(\frac{R_e}{r_w}\right), \quad n = \frac{\Delta P_2}{\Delta P_1}. \quad (2)$$

$\Delta P_1 = P_s - P_w$  - перепад давления в зоне разгазирования;

$\Delta P_2 = P_r - P_s$  - перепад давления вне зоны разгазирования, в области однофазной фильтрации;

Скорость фильтрации нефти для всех  $r$  описывается формулой

$$v(r) = -\frac{v_0}{r}; \quad v_0 = \frac{Akk_1(s) \Delta P}{\mu_1 W}. \quad (3)$$

**Решение температурной задачи** Изменение температуры вне зоны разгазирования (для  $r > r_s$  и  $p > P_s$ ) при фильтрации нефтеводной смеси находится из решения задачи

$$C(s) \frac{\partial T}{\partial t} + (c_1 \rho_1 v_1 + c_3 \rho_3 v_3) \frac{\partial T}{\partial r} + (c_1 \rho_1 v_1 \varepsilon_1 + c_3 \rho_3 v_3 \varepsilon_3) \frac{dp}{dr} = 0, \quad r_s < r < R_e, \quad t > 0 \quad (4)$$

$$T|_{t=0} = 0; \quad T|_{r=R_e} = 0; \quad (5)$$

Здесь  $C(s)$  - объемная теплоемкость пористой среды, насыщенной нефтью и водой, Дж/м<sup>3</sup>·К;  $c_i$  - удельная теплоемкость, Дж/кг·К;  $\rho_i$  - плотность, кг/м<sup>3</sup>;  $v_i(r)$  - скорость фильтрации, м/с;  $\varepsilon$  - коэффициент Джоуля-Томсона, К/Па. Нижний индекс  $i = 3$  относится к воде.

Используя уравнения сохранения массы нефти и воды, получаем

$$r \rho_1 v_1 = R_e \rho_1^e v_1^e, \quad r \rho_3 v_3 = R_e \rho_3^e v_3^e,$$

где верхний индекс  $e$  указывает на значение параметров на  $r = R_e$ .

Тогда вместо (4) после несложных преобразований получаем

$$\frac{\partial T}{\partial t} - \frac{u_{13}}{r} \left[ \frac{\partial T}{\partial r} + \varepsilon_{13} \frac{dp}{dr} \right] = 0, \quad r_s < r < R_e, \quad t > 0 \quad (6)$$

Здесь

$$u_{13} = \frac{c_1 + c_3 \cdot WOR}{C(s)} \rho_1^e |v_1^e| R_e;$$

$\varepsilon_{13} = \frac{c_1 \varepsilon_1 + c_3 \varepsilon_3 \cdot WOR}{c_1 + c_3 \cdot WOR}$  - коэффициент Джоуля-Томсона нефтеводной смеси;

$$WOR = \frac{\rho_3^e v_3^e}{\rho_1^e v_1^e} \quad - \text{отношение массовых расходов воды и нефти.}$$

Решение (6) для  $r=r_s$  при условиях (5) имеет вид

$$T(r_s, t) = \begin{cases} \varepsilon_{13} \cdot \left[ p(\sqrt{r_s^2 + 2u_{13}t}) - P_s \right] & t \leq t_2 \\ \varepsilon_{13} \cdot (P_r - P_s), & t > t_2 \end{cases} \quad (7)$$

$$t_2 = \frac{R_e^2 - r_s^2}{2u_{13}} \quad - \text{время стабилизации дроссельного теплового поля на } r=r_s.$$

Для расчета температурного поля в зоне разгазирования нефти при  $p < P_s$  воспользуемся следующим уравнением притока тепла при трехфазной фильтрации с фазовым переходом из [6]

$$C(s) \frac{\partial T}{\partial t} + \sum_{i=1}^3 c_i \rho_i v_i \frac{\partial T}{\partial r} + \sum_{i=1}^3 c_i \rho_i v_i \varepsilon_i \frac{dp}{dr} + Jq = 0, \quad r_w < r < r_s, \quad t > 0 \quad (8)$$

$$T|_{t=0} = 0; \quad T|_{r=r_s} = T(r_s, t); \quad (9)$$

Здесь  $C(s)$  - теплоемкость единицы объема пласта, насыщенного нефтью, водой и свободным газом, Дж/м<sup>3</sup>К;  $q$  - удельная теплота разгазирования нефти, Дж/кг;  $J$  - массовая скорость разгазирования нефти на единицу объема пласта, кг/м<sup>3</sup>с. Индекс  $i = 1$  относится к нефти, 2 – газу, 3 - воде.

Изменение температуры согласно (8) обуславливается:

- конвективным переносом тепла фазами;
- дросселированием при фильтрации жидкой и газовой фазы;
- теплотой разгазирования нефти.

Далее выражаем массовые скорости фаз в зоне разгазирования через массовую скорость нефти на  $r = r_s$ .

$$\rho_3 v_3 = \frac{r_s}{r} \rho_{3s} v_{3s} = \frac{r_s}{r} \rho_{1s} v_{1s} \cdot WOR, \quad (10)$$

$$\rho_2 v_2 = \frac{r_s}{r} \frac{g_s - g}{1 - g} \rho_{1s} v_{1s} \quad (11)$$

$$\rho_1 v_1 = \frac{r_s}{r} \frac{1 - g_s}{1 - g} \rho_{1s} v_{1s} \quad (12)$$

Интенсивность разгазирования нефти  $J$  так же выражаем через массовую скорость нефти

$$J = - \frac{r_s \rho_{1s} v_{1s}}{r} \frac{1 - g_s}{(1 - g)^2} \cdot \frac{dg}{dr} \quad (13)$$

$g(r)$  - массовая концентрация растворенного в нефти газа.

После подстановки (10) – (13) в (8), уравнение для температуры приводим к виду

$$\frac{\partial T}{\partial t} - \frac{u_1(r)}{r} \left[ \frac{\partial T}{\partial r} + \varepsilon^*(r) \frac{dp}{dr} \right] = 0, \quad r_w < r < r_s, \quad t > 0, \quad (14)$$

которое необходимо решить при краевых условиях

$$T|_{t=0} = \varphi(r); \quad T|_{r=r_s} = T(r_s, t); \quad (15)$$

Здесь  $T(r_s, t)$  известное изменение температуры на границе начала разгазирования нефти, описывается формулой (7).

$$u_1 = \frac{c_1(1-g_s) + c_2(g_s - g) + c_3(1-g) \cdot WOR}{(1-g)C(s)} \rho_1^e |v_1^e| R_e; \quad (16)$$

$$\varepsilon^* = \frac{c_1 \varepsilon_1(1-g_s) + c_2 \varepsilon_2(g_s - g) + c_3 \varepsilon_3(1-g) \cdot WOR - q \frac{dg}{dp} \frac{1-g_s}{1-g}}{c_1(1-g_s) + c_2(g_s - g) + c_3(1-g) \cdot WOR} \quad (17)$$

$\varepsilon^*$  - эффективный дроссельный коэффициент газожидкостной смеси, учитывающий еще и теплоту разгазирования нефти.

В (16) учтено, что массовый расход нефти на  $r=r_s$  равен массовому расходу нефти на внешней границе  $r=R_e$ , т.е.

$$\rho_1^s v_1^s r_s = \rho_1^e v_1^e R_e$$

Начальное распределение температуры  $\varphi(r)$  учитывает изменение температуры пласта в результате мгновенного снижения давления с  $P_r$  до  $p(r)$ . Если пренебречь адиабатическим эффектом, то изменение температуры в пласте за счет «первой порции» выделившегося газа с учетом мгновенного теплообмена со скелетом пористой среды будет

$$\varphi(r) = -\frac{m \rho_1 s_1 q}{C(s)} [g_s - g(r)] \quad (18)$$

Задача (14) - (15) при определенных допущениях легко решается методом характеристик. Ниже рассматривается приближенное решение задачи. Возможность практического использования полученных в таком приближении решений обуславливается малой массовой концентрацией растворенного в нефти газа.

### Приближенное решение. Методика расчета.

1) Пренебрегаем изменением объемной теплоемкости пористой среды в результате появления газовой фазы. Пусть  $C(s) = const$ .

$$C(s) = m s_1 c_1 \rho_1 + m s_3 c_3 \rho_3 + (1-m) c_{sc} \rho_{sc},$$

причем при расчетах берутся постоянные значения насыщенности с внешней границы области, т.е.  $s_i = s_i^e$ .

2) Растворение газа в нефти подчиняется закону Генри

$$g(p) = \alpha \bar{p}; \quad \bar{p} = \frac{\rho_2^0}{\rho_1^0}$$

3) водонефтяной фактор определяется отношением подвижностей воды и неф-

ти на контуре питания

$$WOR = \frac{k_3(s^e) \cdot \mu_1}{k_1(s^e) \cdot \mu_3}.$$

4) Вода и нефть несжимаемые, изменением плотности нефтяной фазы в результате «ухода» растворенного газа также пренебрегаем.

5) Скорость фильтрации нефти на контуре питания рассчитываем согласно (1) по формуле

$$|v_1^e| R_e = \frac{kk_1(s^e) A \Delta P}{\mu_1 W}.$$

Величины  $g, \varepsilon_2$  в (16), (17) являются переменными в области  $[r_w, r_s]$ . Рассмотрим два случая интегрирования уравнения (14) с постоянными значениями этих параметров.

**1<sup>0</sup>.** Полагая в (2.16) и (2.17)  $g = g_s, \varepsilon_2 = \varepsilon_2(P_s) = const$ , получаем

$$u_1 = \frac{c_1 + c_3 \cdot WOR}{C(s)} \rho_1^e |v_1^e| R_e; \quad (19)$$

$$\varepsilon^* = \frac{c_1 \varepsilon_1 + c_3 \varepsilon_3 \cdot WOR - \frac{q \alpha \bar{\rho}}{1 - g_s}}{c_1 + c_3 \cdot WOR} \quad (20)$$

Как видим  $u_1$  и  $\varepsilon^*$  теперь являются постоянными.

В этом приближении не учитывается конвективный теплоперенос свободным газом и охлаждение в результате дросселирования газа. Очевидно, что при малых массовых расходах газа это не должно приводить к большому искажению температурного поля.

**2<sup>0</sup>.** Во втором случае возьмем максимальные значения переменных величин  $\varepsilon$  и  $g$  на стенке скважины  $r=r_w$ , т.е. полагаем в (16) и (17)  $g = g_w = const, \varepsilon_2 = \varepsilon_2(P_w) = const$ . Тогда

$$u_1 = \frac{c_1(1 - g_s) + c_2(g_s - g_w) + c_3(1 - g_w) \cdot WOR}{(1 - g_w)C(s)} \rho_1^e |v_1^e| R_e; \quad (21)$$

$$\varepsilon^* = \frac{c_1 \varepsilon_1(1 - g_s) + c_2 \varepsilon_2(g_s - g_w) + c_3 \varepsilon_3(1 - g_w) \cdot WOR - q \alpha \bar{\rho} \frac{1 - g_s}{1 - g_w}}{c_1(1 - g_s) + c_2(g_s - g_w) + c_3(1 - g_w) \cdot WOR} \quad (22)$$

Решение уравнения (14) при краевых условиях (2.15) для постоянных  $u_1$  и  $\varepsilon^*$  имеет вид

$$T(r_w, t) = \begin{cases} \varepsilon^* \cdot [p(\sqrt{r_w^2 + 2u_1 t}) - P_w] + \varphi(\sqrt{r_w^2 + 2u_1 t}), & t \leq t_1 \\ \varepsilon^* \cdot (P_s - P_w) + \varepsilon_{13} \cdot [p(\sqrt{r_s^2 + 2u_{13}(t-t_1)}) - P_s], & t_1 < t < t_1 + t_2 \\ \varepsilon^* \cdot (P_s - P_w) + \varepsilon_{13} \cdot (P_r - P_s), & t_1 + t_2 < t \end{cases} \quad (23)$$

Здесь

$$t_1 = \frac{r_s^2 - r_w^2}{2u_1}.$$

За время  $t_1$  радиус термозондирования достигает границы начала разгазирования, а за время  $t_1+t_2$  – контура питания  $R_e$ .

Решение (23) справедливо для произвольной функции  $p(r)$ , описывающей стационарное распределение давления в пласте при фильтрации газированной нефти и воды. Остановившись на описанной выше модели Христиановича, с учетом формул (1) и (8) решение (23) принимает вид

$$T(r_w, t) = \begin{cases} \frac{\varepsilon^* \Delta P_1}{2 \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right)} \ln\left(1 + \frac{2u_1 t}{r_w^2}\right) - \frac{ms_1^e q \rho_2^0 \Delta P_1}{C(s)} \left[1 - \frac{\ln(1 + 2u_1 t / r_w^2)}{2 \ln(r_s / r_w)}\right]; & t \leq t_1 \\ \varepsilon^* \Delta P_1 + \frac{\varepsilon_{13} \Delta P_2}{2 \ln\left(\frac{R_e}{r_s}\right)} \ln\left(1 + \frac{2u_{13}(t-t_1)}{r_s^2}\right), & t_1 < t < t_1 + t_2 \\ \varepsilon^* \Delta P_1 + \varepsilon_{13} \Delta P_2, & t_1 + t_2 < t \end{cases} \quad (24)$$

где

$$u_1 = \frac{c_1(1-g_s) + c_2(g_s - g) + c_3(1-g) \cdot WOR}{(1-g)C(s)} \rho_1^e |v_1^e| R_e,$$

$$\varepsilon^* = \frac{c_1 \varepsilon_1 (1-g_s) + c_2 \varepsilon_2 (g_s - g) + c_3 \varepsilon_3 (1-g) \cdot WOR - q \frac{dg}{dp} \frac{1-g_s}{1-g}}{c_1(1-g_s) + c_2(g_s - g) + c_3(1-g) \cdot WOR} - \text{эффек-}$$



тивный дроссельный коэффициент газожидкостной смеси, учитывающий еще и теплоту разгазирования нефти.

**Анализ решения.** Исходя из формулы (24) можно сделать следующие очевидные выводы:

1. После скачкообразного снижения давления с  $P_r$  до  $P_w$  (ниже давления насыщения) согласно нашей модели происходит мгновенное снижение температуры в пласте во всей зоне разгазирования. Максимальное снижение температуры естественно наблюдается при этом на стенке скважины. Оно равно

$$\Delta T_0 = -k_{deg} \cdot \Delta P_1 \quad (25)$$

где

$$k_{deg} = \frac{ms_1^0 \alpha \rho_2^0 q}{C(s)}.$$

При  $m = 0.2$ ,  $s_1^0 = 1$ ,  $c_2^0 = 0.8$  кг/м<sup>3</sup>,  $q = 160$  кДж/кг,  $C(s) = 5$  МДж/м<sup>3</sup>К,  $b = 2$  атм<sup>-1</sup> получаем  $k_{deg} \approx 0.01$  К/атм. При  $\Delta P_1 = 20$  атм начальный скачок температуры в результате разгазирования нефти, т.о. составит около -0.2К.

Начальное понижение температуры в пласте на стенке скважины в результате адиабатического эффекта в нефти составляет

$$\Delta T_0 = -k_{ad} \cdot \Delta P_1 \quad (26)$$

где

$$k_{ad} = \frac{ms_1^0 c_1 \rho_1 \eta_1}{C(s)}.$$

При  $m = 0.2$ ,  $s_1^0 = 1$ ,  $c_1 c_1 = 1.6$  МДж/м<sup>3</sup>К,  $z = 0.014$  К/атм,  $C(s) = 5$  МДж/м<sup>3</sup>К получаем  $k_{ad} \approx 0.001$  К/атм, что на порядок меньше, чем понижение температуры в результате выделения «первых порций» газа. Это свидетельствует о допустимости пренебрежения адиабатическим эффектом в нашей задаче. Следует отметить, что при необходимости модель может быть легко модернизирована для учета и адиабатического эффекта.

2. В изменении температуры во времени выделяются три характерные стадии изменения температуры.

На рисунке 2 для иллюстрации этих стадий приведена одна из расчетных кривых изменения температуры поступающей из пласта газожидкостной смеси во времени.



**Рис 2.** Характер изменения забойной температуры во времени.

На первой стадии в зависимости от знака  $\varepsilon^*$  температура либо растет, либо падает. На рисунке 2 наблюдаем понижение температуры. Оно вызвано теплоемкостью скелета пористой, теплоемкостью насыщающих жидкостей. Со временем достигается максимальная величина отрицательной температурной аномалии. Длительность первой стадии  $t_1$  определяется размером зоны разгазирования и скоростью конвективного теплопереноса (что в основном определяется удельными дебитами воды и нефти).

Вторая стадия длится в течение времени  $t_2$  и завершается полной стабилизацией теплового поля в пласте. Время  $t_2$  зависит от скорости конвективного переноса тепла, радиуса зоны разгазирования и внешнего радиуса воронки депрессии.

2. При  $\varepsilon^* > 0$  температура на всех стадиях повышается, установившаяся температурная аномалия также положительна. Такой случай характерен для малых газовых факторов.

3. При  $\varepsilon^* = 0$  температура притекающей из пласта смеси в течение времени  $t_1$  меняется только за счет выноса из пласта распределения температуры, созданного «первой порцией» выделившегося газа. Величина температурной аномалии в скважине при этом мала, она будет по абсолютной величине меньше чем  $\Delta T_0$ , определяемая формулой (26). В этом случае дроссельный разогрев нефти и воды в зоне разгазирования компенсируется охлаждением в результате выделения газа.

Для времен  $t > t_1$  температурная аномалия становится положительной и растет со временем.

Установившаяся в момент времени  $t_1 + t_2$  температурная аномалия положительна и равна  $\varepsilon_{13} \Delta P_2$ .

Значение коэффициента растворимости газа в нефти, для которого возможна такая картина изменения температуры, можно оценить из выражения

$$\alpha_{inv}^1 \approx \frac{\varepsilon_1 c_1}{q\rho} + WOR \cdot \frac{\varepsilon_3 c_3}{q\rho}. \quad (27)$$

Поскольку  $\varepsilon_1 c_1 \approx \varepsilon_3 c_3$ , то инверсная растворимость для обводненного пласта примерно в  $(1+WOR)$  раз превышает инверсную растворимость для чисто нефтенасыщенного пласта. Объясняется это тем, что газ выделяется только из нефти и с увеличением доли воды в потоке уменьшается масса выделяющегося газа. Это приводит к уменьшению величины охлаждения от выделения газа. Например, для  $\varepsilon_I = 0.04$  К/атм,  $c_I = 2000$  Дж/кгК,  $q = 160$  кДж/кг,  $\bar{\rho} = 0.001$  получаем при  $WOR=0$  значение растворимости  $\alpha_{inv}^1 = 0.5$  атм<sup>-1</sup>, соответствующее небольшим газовым факторам скважин  $\Gamma = (50-60)$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> при давлении насыщения порядка 100-120 атмосфер. При  $WOR = 1$ , что соответствует соотношению между дебитами воды и нефти как  $Q_3 \approx 0.8 Q_1$ , инверсная растворимость уже составляет  $\alpha_{inv}^1 = 1$  атм<sup>-1</sup> и газовый фактор должен быть уже не менее  $\Gamma = (100-120)$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

4. При  $\varepsilon^* < 0$  температура притекающей из пласта газонефтяной смеси в течение времени  $t_I$  понижается и к моменту  $t_I$  достигает минимального значения, равного  $\Delta T_{min} = \varepsilon^* \Delta P_1$ . Оставляя в  $\varepsilon^*$  малые величины одного порядка для оценки  $\Delta T_{min}$ , получаем

$$\Delta T_{min} \approx \left( \varepsilon_{13} - \frac{q\alpha\bar{\rho}}{c_1 + c_3 WOR} \right) \Delta P_1. \quad (28)$$

По формуле (28) можно оценивать знак и величину температурной аномалии. Очевидно, отрицательная температурная аномалия к этому времени будет наблюдаться при условии  $\alpha > \alpha_{inv}^1$ .

5. Для  $t > t_I$  температура повышается. С некоторого момента  $t^*$  температурная аномалия становится положительной. Очевидно, что в этом случае в длительное время работающей скважине будет наблюдаться положительная температурная аномалия. Однако, в начальный период работы скважины, в течение времени  $t^*$  в скважине можно регистрировать отрицательную температурную аномалию. Поскольку такое немонотонное изменение температуры во времени характерно разгазированию нефти в пласте, его можно использовать для оценки характера насыщенности пласта. Время  $t^*$  можно оценить по формуле

$$t^* \approx t_1 \exp \left[ \left( \frac{\alpha}{\alpha_{inv}^1} - 1 \right) \cdot \frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} 2 \ln \left( \frac{R_e}{r_s} \right) \right] \quad (29)$$

6. В момент времени  $t_1 + t_2$  достигается стационарное значение температурной аномалии, равное  $\varepsilon^* \Delta P_1 + \varepsilon_{13} \Delta P_2$ .

7. Инверсное значение растворимости, при котором и установившаяся температурная аномалия равна 0, можно оценить из соотношения

$$\alpha_{inv}^2 \approx \frac{\varepsilon_1 c_1 + \varepsilon_3 c_3 WOR}{q\bar{\rho}} \frac{\Delta P}{\Delta P_1}.$$

Как видно,

$$\alpha_{inv}^2 = \alpha_{inv}^1 \frac{\Delta P}{\Delta P_1}.$$

**Анализ результатов расчетов.** Для расчетов по формуле (24) разработан калькулятор. Он представляет собой инструмент, который позволяет не только рассчитать изменение с течением времени температуры в скважине, но и получить численное значение водонефтяного отношения, фазовых проницаемостей, обводненности и эффективных коэффициентов Джоуля-Томсона. Программа позволяет легко менять любые параметры модели и записывает результаты расчета в файл. В процессе моделирования обеспечивается наглядный показ изменения температуры, удобный графический интерфейс.

Ниже приводятся некоторые зависимости, полученные с помощью этого калькулятора. При расчетах использованы фазовые проницаемости фаз (по Чарному):

$$k_1 = \begin{cases} 0, & s_1 \leq 0.15 \\ (3.4 - 2.4s_1) \cdot \left( \frac{s_1 - 0.15}{0.85} \right)^{2.8} \end{cases}$$

$$k_2 = (s_2)^{3.5} \cdot (1 + 3(1 - s_2))$$

$$k_3 = \begin{cases} 0, & s_3 \leq 0.2 \\ \left( \frac{s_3 - 0.2}{0.8} \right)^{3.5} \end{cases}$$

Массовая концентрация растворенного в нефти газа рассчитывается по формуле

$$g = \frac{\rho_2^0}{\rho_1^0} \alpha p,$$

а коэффициент растворимости при заданном газовом факторе  $\Gamma$  и известном давлении насыщения  $P_s$  находится по формуле

$$\alpha = \Gamma / P_s.$$

Если специально не указывается новое значение в подрисуночных подписях или в тексте, подразумевается, что при расчетах использованы следующие значения параметров.

### Нефть:

плотность	$\rho = 800 \text{ кг/м}^3$
сжимаемость	$\beta = 0$
удельная теплоемкость	$c = 1880 \text{ Дж/кгК}$
вязкость	$\mu = 0.005 \text{ Пас}$

давление насыщения	$P_s = 120$ бар
коэффициент Джоуля - Томсона	$\varepsilon = 4 \cdot 10^{-7}$ К/Па
адиабатический коэффициент	$\eta = 0$ К/Па
теплота разгазирования	$q = 160$ кДж/кг

**Вода:**

плотность	$\rho = 1000$ кг/м <sup>3</sup>
сжимаемость	$\beta = 0$
удельная теплоемкость	$c = 4200$ Дж/кгК
вязкость	$\mu = 0.001$ Пас
коэффициент Джоуля - Томсона	$\varepsilon = 2 \cdot 10^{-7}$ К/Па
адиабатический коэффициент	$\eta = 0$

**Газ:**

плотность	$\rho = 0.8$ кг/м <sup>3</sup>
удельная теплоемкость	$c = 3200$ Дж/кгК
вязкость	$\mu = 2 \cdot 10^{-5}$ Пас
коэффициент Джоуля - Томсона	$\varepsilon = -4 \cdot 10^{-6}$ К/Па
адиабатический коэффициент	$\eta = 0$

**Скелет пласта:**

плотность	$\rho = 2200$ кг/м <sup>3</sup>
сжимаемость	$\beta = 0$
удельная теплоемкость	$c = 1800$ Дж/кгК
пористость	$m = 0.2$
проницаемость	$k = 0.2$ Д

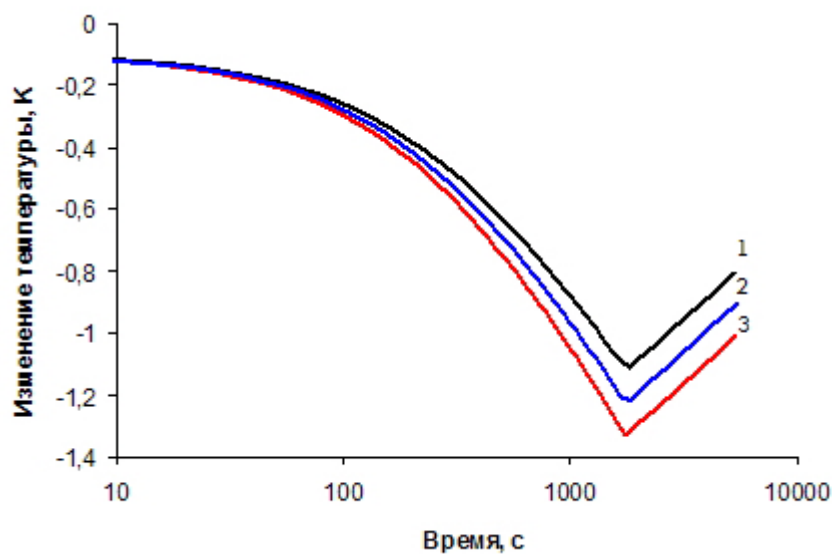
**Геометрические параметры пласта, начальные и граничные условия:**

$$r_s = 108 \text{ мм}, R_e = 50 \text{ м}$$

$$P_r = 200 \text{ бар}, P_w = 100 \text{ бар}, \Gamma = 120 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

$$s_w^0 = s_w^0 = 0.3; \quad s_g^0 = s_g^0 = 0; \quad s_o = 1 - s_w - s_g.$$

На рисунке 3 приведены зависимости изменения температуры на стенке скважины во времени для трех различных вариантов расчета по формуле (24).



**Рис 3.** Аналитическое решение с тремя различными вариантами расчета.

Шифр кривых – степень влияния газа: 1 – минимальное,  $g=g_s$ ;

2 – среднее,  $g= g_s+ g_w$ ; 3 – максимальное,  $g=g_w$ .

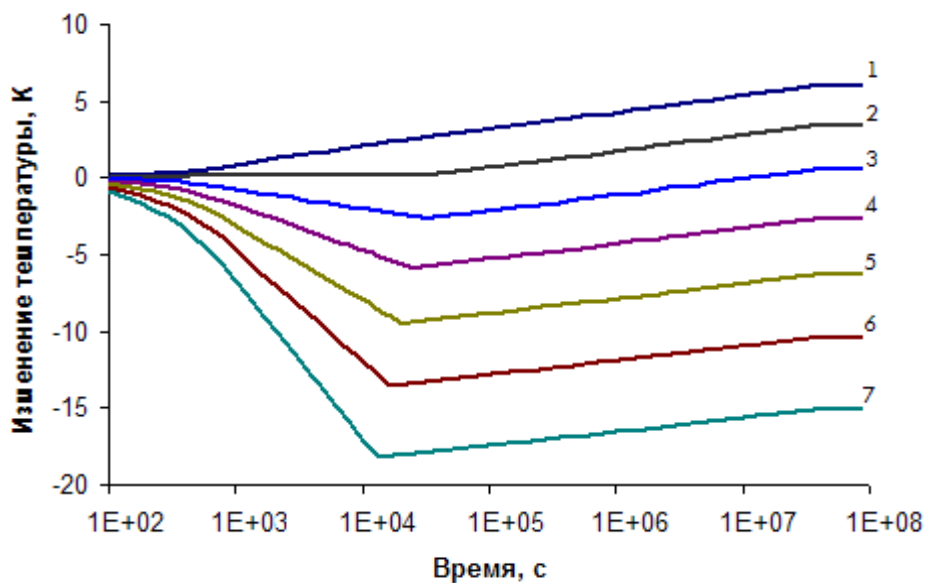
Из рисунка видно, что:

- для всех вариантов характер зависимости от времени одинаков;
- время стабилизации процессов зоны разгазирования  $t_l$  изменяется незначительно. Это говорит о том, что скорость изменения температуры в основном определяется конвективным теплопереносом нефтью и водой, а влияние теплопереноса газовой фазой мал из-за малости массового расхода газа;
- максимальное расхождение в величине изменения температуры для различных вариантов не превышает 10%. Следующие расчеты на калькуляторе выполнены с первым вариантом расчета ( $g=g_s$ ).

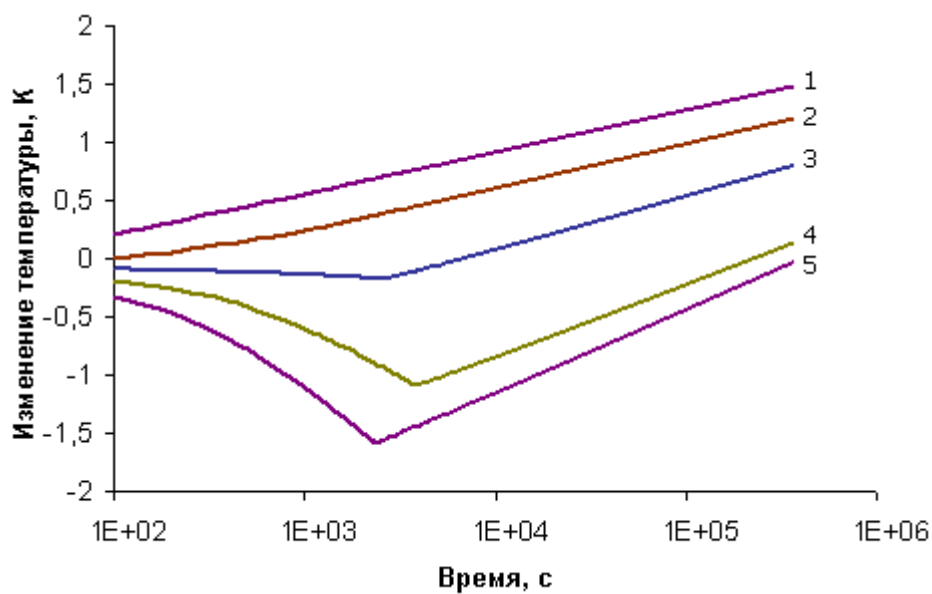
На рисунке 4 представлена серия кривых изменения температуры во времени для различных газовых факторов. Видно, что с увеличением газового фактора становится больше величина и время наблюдения в скважине отрицательной температурной аномалии. Для принятых по умолчанию параметров при газовом факторе 50 реализуется случай, близкий к описанному выше с  $\varepsilon^* = 0$ , когда в течение времени  $t_l$  температура на забое скважины практически не меняется. Очевидно, при этом температурные измерения будут малоинформативными. Из кривых так же видно, что при газовом факторе около 100 малые температурные аномалии будут после стабилизации температурного поля в длительное время работающей скважине.

На рисунке 5 приведены результаты расчетов для различных значений водонасыщенности в пласте. Видно, что увеличение доли воды уменьшает охлаждение в результате разгазирования нефти, что вполне очевидно.

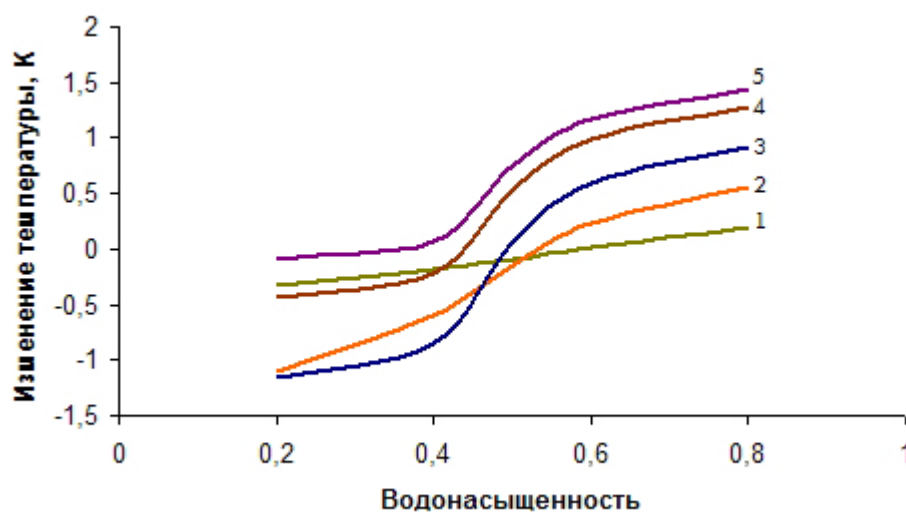
На рисунке 6 показана зависимость величины температурной аномалии на забое от водонасыщенности для различных моментов времени.



**Рис 4.** Изменение температуры на забое скважины во времени. Шифр кривых - газовый фактор,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ : 1 – 0; 2 – 50; 3 – 100; 4 – 150; 5 – 200; 6 – 250; 7 – 300.



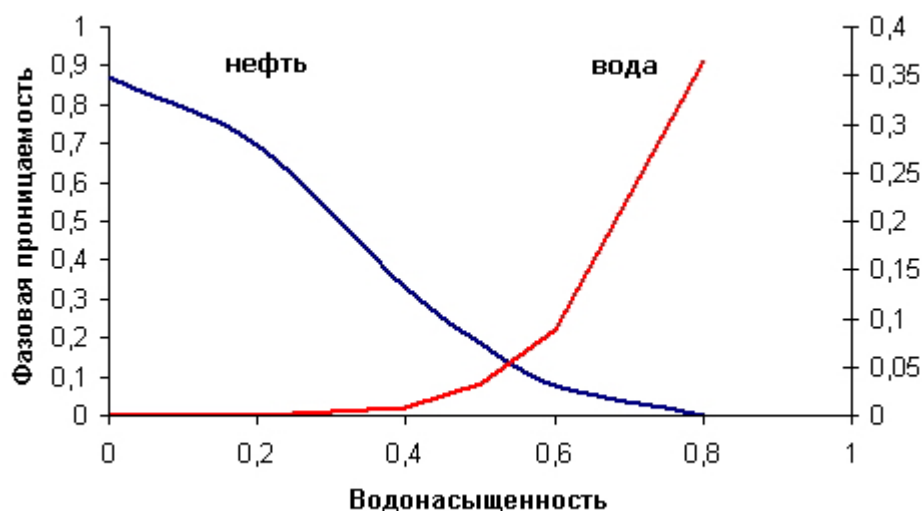
**Рис 5.** Изменение температуры на забое скважины во времени. Шифр кривых - водонасыщенность, безр.: 1 – 0,8; 2 – 0,6; 3 – 0,4; 4 – 0,2; 5 – 0.



**Рис 6.** Величина изменения температуры на забое скважины в зависимости от значений водонасыщенности в пласте для различных моментов времени. Шифр кривых - время, с.: 1 – 100; 2 – 1000; 3 – 10 000; 4 – 100 000; 5 – 300 000.

Эти зависимости нетрудно объяснить физическими процессами в пласте, принимая во внимание диаграммы фазовых проницаемостей. Так, при изменении водонасыщенности от 0 до 0,2 фильтрация воды отсутствует, появление воды изменяет теплоемкость пласта, массу выделяющегося газа с единицы объема пористой среды. Все это сказывается на изменении температуры.

На рисунке 7 показана диаграмма фазовых проницаемостей.



**Рис 7.** Диаграмма фазовых проницаемостей.



С ростом обводненности продукции уменьшается охлаждающее влияние разгазирования нефти. При водонасыщенности более 50% ожидать больших отрицательных температурных аномалий не следует независимо от времени регистрации термограмм. Вблизи водонасыщенности 0.5 температурные аномалии будут малы на всех стадиях изменения температуры.

### Выводы

1. Полученные формулы позволяют исследовать зависимость характерных времен и величин температурных аномалий от отдельных процессов и параметров пласта. Например, время наблюдения величины максимального снижения температуры  $t_l$  определяется радиусом зоны разгазирования и скоростью конвективного теплопереноса (что зависит от удельного дебита нефти и воды) и это время может быть использовано для оценки этих параметров.
2. С ростом водонасыщенности закономерно снижается влияние охлаждающего эффекта разгазирования нефти. При обводненности выше 50% наблюдать на забое скважины отрицательные температурные аномалии от разгазирования нефти нереально.
3. На основе полученного решения разработан калькулятор. Он позволяет посмотреть зависимость от времени величины изменения температуры на забое скважины для заданных параметров модели и сохранить результаты расчета в текстовом файле.
4. Практическое применение результатов данной работы при исследовании скважин и пластов возможно в различных направлениях. Например, при планировании исследований можно, задав числовые значения параметров модели, посмотреть ожидаемое изменение температуры в скважине во времени. Или, при интерпретации результатов практических термогидродинамических исследований в скважинах, для сравнения различных рабочих гипотез относительно природы температурных аномалий.

### Литература

1. *Валиуллин Р.А.* Термические методы диагностики нефтяных пластов и скважин / Автореф. дис. ... докт. техн. наук. - Тверь, 1996.
2. *Рамазанов А.Ш.* Теоретические основы термогидродинамических методов исследования нефтяных пластов / Автореф. дис. ... докт. техн. наук. - Уфа, 2004.
3. *Садретдинов А.А.* Численное моделирование неизотермического притока флюида к скважине с учетом фазовых переходов. – НТВ «Каротажник», 2004, вып. 14(127), с.83-91.
4. *Чекалюк Э.Б.* Термодинамика нефтяного пласта.- М.: Недра, 1965.- 238с.
5. *Филиппов А.И., Девяткин Е.М.* Нестационарное температурное поле при фильтрации газожидкостных смесей / ТВТ, 2001, том 39, №6, 962-969.
6. *Алишаев М.Г., Розенберг М.Д., Теслюк Е.В.* Неизотермическая фильтрация при разработке нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1985. – 270 с.