УДК 622.276

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ С УЧЕТОМ КОНВЕКТИВНОГО МАССОПЕРЕНОСА

В.А. КОРОТЕНКО, С.И. ГРАЧЕВ, А.Б. КРЯКВИН

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

В работе рассмотрены результаты обработки трассерных исследований скважин. Показано, что из закона сохранения массы следует, что при фильтрации пачки индикатора часть закаченного трассера перетекает в матрицу. При перетоке флюида, содержащего индикатор, из канала низкофильтрационного сопротивления (НФС) в окружающую матрицу, линейные размеры области перетока зависят от фильтрационно-емкостных свойств канала высокой проницаемости и матрицы. При движении другой части трассера к добывающей скважине за счет диффузионных процессов теряется его масса. Из решения уравнения диффузии следует, что начальная концентрация трассера уменьшается в процессе фильтрации по каналу НФС. Для интерпретации результатов трассерных исследований рассмотрены разные случаи расположения каналов НФС в объеме продуктивного пласта. Варьируемый параметр ω позволяет охарактеризовать наличие нескольких пиков концентрации индикатора и провести расчеты фильтрационных параметров каналов НФС. В зависимости от известных технологических показателей предложено несколько способов определения поровых объемов в каналах НФС. Для снижения обводненности добывающих скважин и применения технологии изменения или выравнивания профилей приемистости приведены расчеты радиусов поровых каналов в толще высокопроницаемых прослоев. Показано, что на объем закачиваемого химического реагента в нагнетательную скважину для изоляции канала НФС влияют линейные размеры области дренирования водного раствора индикатора. Приведены примеры расчета фильтрационно-емкостных параметров НФС, объемы поровых каналов, необходимых для изоляции притока воды, и радиусы поровых каналов фильтрации, по которым осуществляется выбор размера молекул химического реагента.

Ключевые слова: трассеры; каналы низкого фильтрационного сопротивления; объемы поровых каналов

Как цитировать эту статью: Коротенко В.А. Интерпретация результатов трассерных исследований с учетом конвективного массопереноса / В.А.Коротенко, С.И.Грачев, А.Б.Кряквин // Записки Горного института. 2019. Т. 236. С. 185-193. DOI: 10.31897/PMI.2019.2.185

Введение. Залежи углеводородного сырья являются локальными флюидодинамическими системами, которые могут быть подвергнуты точным измерениям, систематическим наблюдениям и управлению отдельными процессами. Как известно, в них преобладает конвективный массоперенос, который способствует формированию специфических аномалий. В работе [15] исследуются локализованные конвективные потоки путем индикации коллекторов пласта Ю₁₀₋₁₁ Таллинского месторождения. Установлено, что меченая жидкость, перемещаясь от нагнетательной до эксплуатационной скважины, движется со скоростью 5840 м/сут.

Многочисленные исследования [4, 7-10, 13, 15] показали, что ряд месторождений Западной Сибири имеют зоны трещиноватости и очаги повышенной проводимости. Например [15], интерпретация результатов закачки индикаторов на Трехозерном месторождении указывает на наличие высоты зоны флюидопроводящих трещин в эксплуатационном объекте. Приемистость скважин достигает 1980 м³/сут. Это является подтверждением гипотезы Р.И.Медведского о формировании в процессе продолжительной эксплуатации «ручeyковой» фильтрации, осуществляемой по каналам низкого фильтрационного сопротивления [9]. Значительная неоднородность коллекторов обуславливает избирательное продвижение нагнетаемой воды. Уже на этапе поисково-разведочных работ в юрской залежи Южного месторождения (Нижевартовский свод) выявлено, что трещины соединяют нефтенасыщенные участки в единую гидродинамическую систему и при незначительной депрессии дренирование залежи осуществляется в основном по латерали.

Постановка проблемы. Образование каналов низкого фильтрационного сопротивления (НФС) в результате длительной разработки участка эксплуатационного объекта можно определить посредством анализа начального периода работы скважин с текущим. Существенное отличие проектных расчетных значений дебитов и расходов от фактических технологических показателей после введения в эксплуатацию системы ППД свидетельствует о недостаточной изученности коллектора. Следовательно, каналы НФС тектонического происхождения существовали до начала разработки, а техногенные каналы с высокой гидро- и пьезопроводностью сформировались в процессе трансформации фильтрационных потоков.

Методология. В результате проведения трассерных и гидродинамических исследований С.И. Грачевым и А.С. Трофимовым [4, 7, 13] на многих месторождениях Западной Сибири обнаружены фильтрационные каналы с высокой гидро- и пьезопроводностью в зонах между нагнета-

тельными (НС) и добывающими скважинами (ДС). В этот период известная методика СевКав-НИПИнефть не позволила идентифицировать характер гидродинамической связи между НС и ДС на основе индикаторных исследований, фактической динамики приемистости, дебитов и устьевых давлений. В работе [3], посвященной адаптации гидродинамических моделей к условиям техногенного упруговодонапорного режима, особое внимание уделено условиям и механизму формирования каналов НФС. Предложена математическая модель, учитывающая факторы динамического развития трещин. Сделаны допущения, что в зависимости от текущих значений давления на гранях ячейки могут формироваться вертикальные трещины от центра ячейки перпендикулярно ее граням. Однако необходимо дальнейшее повышение качества отражения реальных условий разработки и эксплуатации нефтяных месторождений в численных гидродинамических моделях. Кроме техногенных, в формировании вторичной фильтрационно-емкостной системы участвуют трещины тектонического происхождения. Влияние напряженно-деформируемого состояния на фильтрационно-емкостные свойства коллектора рассмотрено в работах [6, 14].

Как известно, целью трассерных исследований является определение существования гидродинамических связей между нагнетательной и добывающими скважинами. В зависимости от особенностей геологического строения пласта в коллекторе каналы НФС существуют априори или образуются в процессе эксплуатации. Наличие каналов НФС говорит о сложнопостроенном, неоднородном по проницаемости коллекторе. Причем может быть как зональная неоднородность, так и наличие в пласте разных по проницаемости прослоев. В этом случае каналами НФС являются высокопроницаемые пропластки (прослой) (ВП). Проницаемость ВП или каналов НФС гораздо больше проницаемости низкопроницаемых прослоев (НП) или матрицы, составляющей большую часть продуктивного коллектора. Объем емкостного пространства, радиусы поровых каналов, проницаемость ВП или канала НФС определяются по результатам интерпретации индикаторных исследований. Значения концентрации трассера, массы индикатора в пробах отобранной жидкости говорит только о существовании прослоя с высокой проницаемостью, указывает на особенности геологического строения пласта, но не влияет на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) ВП. Отношения пиковых значений концентрации, масс трассера свидетельствует о разных значениях параметров ФЕС-каналов НФС и позволяют сделать предположение о геометрическом расположении в исследуемом участке коллектора, а также при некоторых данных рассчитать длину и объем ВП.

Обсуждение. Результаты исследования. Из закона сохранения массы при постоянной плотности воды для стационарной фильтрации

$$M_0 = M + M_{\text{пот}}, \quad (1)$$

где M_0 – масса закаченного трассера; M – масса индикатора, зафиксированная на добывающих скважинах за время проведения исследований; $M_{\text{пот}}$ – потерянная масса трассера.

Масса закаченного индикатора в начальный момент времени определяется по следующей формуле:

$$M_0 = V_0 c_0 = Q_0 t_0 c_0, \quad (2)$$

где V_0 – объем воды, содержащий трассер начальной концентрации c_0 , закаченный за время t_0 ; Q_0 – расход (приемистость) нагнетательной скважины объема меченой воды.

При контакте закачиваемой пачки воды, помеченной индикатором и продавливаемой чистой водой, происходят молекулярная и конвективная диффузии, переток меченой воды из ВП в окружающую область пласта с меньшей проницаемостью. Поэтому под потерянной массой $M_{\text{пот}}$ будем понимать сумму

$$M_{\text{пот}} = M_D + M_A, \quad (3)$$

где M_D – потери массы за счет диффузии при фильтрации по каналам НФС; M_A – масса индикатора, перетекшая в окружающую канал область A с низкими фильтрационными параметрами (матрица). Масса M_D определяется из уравнения массопереноса, полученного из уравнения диффузии индикатора в пористой среде и закона Фика [5]:

$$\frac{\partial c}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D \frac{\partial c}{\partial x} \right) - v \frac{\partial c}{\partial x}, \quad (4)$$

где D – коэффициент диффузии; v – скорость фильтрации; c – текущая концентрация.

Для заданных на нагнетательной и добывающей скважинах краевых условий распределение концентрации в канале НФС имеет вид

$$c(t, \xi) = c_0 - 1,5(c_0 - c_1) \frac{\xi}{\lambda(t)} + 0,5(c_0 - c_1) \frac{\xi^3}{\lambda^3(t)}; \quad \lambda(t) = 2\sqrt{2Dt}, \quad M_D = m_0 \sum_{i=1}^n S_i \int_0^{L_i} c(x) dx, \quad (5)$$

где c_0 – начальная концентрация на нагнетательной скважине; c_1 – концентрация на пике добывающей скважины; $2\lambda(t)$ – размер зоны смещения (диффузии) при движении индикатора; ξ – подвижная координата смещения, $\xi = x - vt$; S_i – площадь фильтрации ВП; L_i – расстояние между i -й добывающей и нагнетательной скважинами; m_0 – коэффициент открытой пористости; n – число добывающих скважин. При известном расстоянии между скважинами $x = L_i$, времени $t = t_L$ и скорости фильтрации v можно определить распределение концентрации в канале НФС.

В процессе эксплуатации скважин в сложнопостроенном коллекторе возникают перетоки между прослоями (пропластками) [12], изменяется характер движения флюидов в областях эксплуатационных скважин [1], происходит трансформация фильтрационных потоков [16]. Часть закачиваемой в канал НФС жидкости при движении воды от нагнетательной к добывающим скважинам перетекает в область A . В случае нескольких высокопроницаемых каналов некоторый объем трассера из каждого канала будет перетекать в область A_i . Общая масса индикатора M_A определяется по формуле

$$M_A = m_0 \sum_{i=1}^n S_i^* \int_0^{L_i^*} c_i(x) dx, \quad (6)$$

где S_i^* – площадь фильтрации перетока трассера из ВП в области матрицы A_i ; $c_i(x)$ – концентрация индикатора в A_i ; L_i^* – расстояние от нагнетательной скважины в направлении i -й добывающей скважины, $L_i^* < L_i$, определяется по формулам, приведенным в работе [16]. Учитывая, что в канале НФС движется только вода, получим $L_i^* = 0,5L_i$.

Концентрация индикатора, перетекшего из ВП, в уравнении (6) для каждой области A_i будет разной, поэтому вместо уравнения (4) имеем систему уравнений:

$$\frac{\partial c_i}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial y_i} \left(D \frac{\partial c_i}{\partial y_i} \right) - v_i \frac{\partial c_i}{\partial y_i}, \quad (7)$$

где y_i – координата в области A_i , перпендикулярная координате x_i ; v_i – скорость фильтрации; c_i – текущая концентрация в области A_i . Для решения уравнений (7), так же как и для решения уравнения (4), необходимо задать краевые условия, причем условия будут разные.

Таким образом, общая масса потерянного трассера (3) будет равна сумме масс выражений (5) и (6).

Масса трассера согласно (1)

$$M = \sum_{i=1}^n M_i, \quad (8)$$

где M_i – общая масса индикатора, определенная на i -й добывающей скважине; n – число добывающих реагирующих скважин.

Если на i -й добывающей скважине наличие (приход) трассера зафиксирован k раз, то выражение (8) примет вид

$$M = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k M_{ij}. \quad (9)$$

Объемы породы канала ВП V_i и емкостного пространства $V_{i\text{пор}}$ между нагнетательной и добывающей скважиной определяются из соотношений

$$V_{i\text{пор}} = V_i s m_0 = s m_0 S_i L_i = \frac{\beta Q_{bi} t_{ij}}{k}; \quad V_i = \frac{V_{i\text{пор}}}{s m_0}, \quad (10)$$

где $V_{i\text{пор}}$ – объем порового пространства ВП канала НФС, насыщенного водой, между нагнетательной и добывающей скважинами; m_0 – коэффициент открытой пористости ВП; s – коэффициент водонасыщенности; S_i – площадь фильтрации; Q_{bi} – дебит воды добывающей скважины по

ВП; t_{ij} – время фиксирования локального j экстремума трассера на i -й добывающей скважине; L_i – расстояние между i -й добывающей и нагнетательной скважинами; β – поправочный коэффициент, $0 < \beta \leq 1$, характеризующий долю воды, поступившей по каналам НФС; k – число каналов НФС на i -й добывающей скважине.

Если дебит воды добывающей скважины не известен, а определен расход воды нагнетательной скважины, то вместо соотношений (10) получим

$$V_{\text{пор}} = \alpha \frac{Q_0}{n} t_i, \quad v_i = \frac{Q_0}{n S_i} \alpha; \quad sm_0 S_i = \alpha \frac{Q_0 t_i}{n L_i} = \alpha \frac{Q_0}{n v_i^*}, \quad V_i = S_i L_i, \quad (11)$$

где t_i – время, за которое трассер достигнет забоя добывающей скважины; α – поправочный коэффициент, $0 < \alpha \leq 1$, характеризующий долю воды в каналах НФС.

Для стационарной фильтрации при выполнении закона Дарси истинная скорость движения закачиваемой воды v_i^* и скорость фильтрации v_i определяются из следующих соотношений:

$$v_i^* = \frac{L_i}{t_i}; \quad v_i = \frac{k_{bi}}{\mu_b} \frac{\Delta p_i}{L_i}, \quad v_i = v_i^* m_0, \quad (12)$$

где Δp_i – репрессия, разность забойных давлений между нагнетательной и добывающей скважинами; μ_b – динамическая вязкость воды; k_{bi} – фазовая проницаемость ВП по воде,

$$k_{bi} = \frac{m_0 v_i^* \mu_b L_i}{\Delta p_i}. \quad (13)$$

Таким образом, для определения объема и проницаемости канала НФС необходимо знать коэффициент открытой пористости m_0 , который не равен коэффициенту открытой пористости матрицы.

Если ВП моделировать фиктивным пластом, состоящим из шариков одинакового диаметра, то коэффициент открытой пористости каналов НФС можно определить по формуле Сликтера [11]:

$$m_0 = 1 - \frac{\pi}{6(1 - \cos \theta) \sqrt{1 + 2 \cos \theta}},$$

где θ – угол упаковки, $60^\circ \leq \theta \leq 90^\circ$.

Пористость изменяется в границах $0,26 \leq m_0 \leq 0,48$.

Связь между пористостью, проницаемостью и радиусом поровых каналов r для слабосцементированных грунтов по формуле Котяхова

$$r = \sqrt{\frac{8k\phi}{m_0}}, \quad \phi = \frac{0,5035}{m_0^{1,1}}. \quad (14)$$

В этом случае необходимы дополнительные лабораторные исследования керна для уточнения значения параметра ϕ .

Для нестационарной фильтрации известна формула, связывающая расстояния между скважинами и фильтрационно-емкостными параметрами,

$$L_i = \sqrt{C \chi_i t_i} = \sqrt{C \frac{k_i}{\mu_b \beta_i^*}} = \sqrt{C \frac{k_i}{\mu_b (m_0 \beta_b + \beta_c)}} = \sqrt{C \frac{k_i}{\mu_b m_0 (\beta_b + \beta_{\text{пор}})}}, \quad \chi_i = \frac{L_i^2}{C t_i}, \quad (15)$$

где χ – коэффициент пьезопроводности; β_i^* – коэффициент упругоэластичности пласта; β_b , β_c , $\beta_{\text{пор}}$ – коэффициенты сжимаемости воды, объемной упругости пласта и порового пространства; C – числовой коэффициент, $C = \pi, 4, 6, 12$, значение которого зависит от метода, используемого для вывода формулы (15) Чекалюка, последовательной смены стационарных состояний, Пирвердяна, Баренбллата соответственно. Зная L_i и t_i , можно определить коэффициент пьезопроводности НФС.

Из формул (13)–(15) очевидна зависимость между фильтрационным параметром k_i , емкостным параметром m_0 и площадью фильтрации, которая оказывает существенное влияние на интерпретацию результатов индикаторных исследований. При известном m_0 из (11) определяется площадь фильтрации S_i .

Рассмотрим несколько примеров.

Пример 1. По данным, приведенным в работе [4], на эксплуатационном участке Западно-Асомкинского месторождения (пласт ЮС₁) в скв.147 был закачен индикатор объемом $V_0 = 20 \text{ м}^3$ с начальной концентрацией $c_0 = 10 \text{ мг/л} = 10 \cdot 10^{-3} \text{ кг/м}^3$. Приемистость $Q_0 = 720 \text{ м}^3/\text{сут}$, количество реагирующих скважин $n = 7$. Известны расстояние между нагнетательной и добывающими скважинами L_i , перепады давления между скважинами Δp_i и времена прохождения трассера t_i . Коэффициенты водонасыщенности и пористости $s = 0,8$, $m_0 = 0,4$, параметр $\alpha = 0,8$, $\mu = 0,44 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, $C = 4$. Данные и результаты расчетов приведены в табл.1.

Таблица 1

Данные исследования и результаты расчетов фильтрации трассера от нагнетательной скважины 147

Скважина	L_i , м	t_i , ч	Δp_i , МПа	v_i^* , м/с (12)	$V_{\text{пор}}$, м ³ (11)	V_i , м ³ (11)	S_i , м ² (11)	v_i , м/с (12)	k_{ib} , Д (13)	χ_i , м ² /с (15)
185	2000	48	22,2	0,012	131,7	411,4	0,92	0,005	184	5,79
176	2300	48,1	22,7	0,013	164,9	412,3	0,802	0,005	237	7,64
158	425	26,1	20,5	0,005	89,5	223,7	2,354	0,002	17	0,48
157	575	3,2	14,4	0,05	11,0	27,4	0,213	0,02	351	7,18
800	300	3,4	14,4	0,025	11,7	29,1	0,434	0,01	90	1,84
172	975	15,2	19,5	0,018	52,1	130,3	0,598	0,007	157	4,34
174	1725	15,4	19,5	0,031	52,8	132,0	0,342	0,012	484	13,42

Суммарный объем поровых каналов НФС равен 514 м^3 . Фазовые проницаемости ВП по воде приведены в дарси. Если коэффициент пористости взять меньше ($m_0 = 0,3$), то площадь фильтрации увеличивается, а скорости фильтрации и проницаемости уменьшаются. Если ВП представить трубкой радиуса R_i , то, пользуясь данными 9-го столбца, получим, что радиусы трубок ВП изменяются в пределах $0,12 \text{ м} \leq R_i \leq 0,41 \text{ м}$. Подсчитанные по формуле Котяхова (14) радиусы поровых каналов $r_i = 0,021\text{--}0,116 \text{ мм}$. Следовательно, являются капиллярными каналами с высокой фильтрационной способностью [11].

Если площадь фильтрации представить в виде прямоугольного сечения $S_i = a_i h_i$, (h_i – толщина (высота) прослая НФС, a_i – ширина прослая), то при одном известном параметре, например по ГИС, можно определить второй параметр. Пусть $h_i = a_i$, $h_i = \sqrt{S_i}$, тогда $h_i = 0,46\text{--}0,73 \text{ м}$.

По результатам проведенных трассерных исследований отмечается неоднократное появление индикатора на одной и той же добывающей скважине. Зависимость концентрации от времени имеет несколько локальных экстремумов. Фиксация нескольких максимумов концентрации на одной добывающей скважине может зависеть от геологического строения коллектора и размещения каналов НФС. Рассмотрим некоторые случаи положения каналов.

Первый случай. Предположим, что между добывающей и нагнетательной скважинами только один канал НФС. Уравнение (4) массопереноса трассера описывает изменение концентрации параболического типа, решение которого для линейного течения выражается через интеграл ошибок или степенной ряд, которые не имеют локальных экстремумов. Следовательно, при закачке индикатора пачкой с последующим продавливанием водой в одном и том же канале НФС наличие нескольких максимумов концентрации невозможно. Каналов должно быть несколько, количество экстремальных значений концентрации равно их количеству. ФЕС каждого канала различны.

Отметим, что если при закачке приемистость трассера (расход) Q_0 меняется по гармоническому закону или описывается другой немонотонной функцией, то в этом случае возможны существования локальных экстремумов концентрации в одном и том же канале ВП. В работах С.Н.Бузинова, И.Д.Умрихина [2] установлено, что периодическое изменение Q_0 влечет изменения Δp по закону синуса или косинуса на добывающей скважине. Это свидетельствует о наличии нескольких пиков концентрации в одном канале НФС.

Второй случай. Предположим, что несколько каналов НФС между нагнетательной и добывающей скважинами расположены в одной плоскости (см. рисунок, $a; i = 1$).

Обозначим наименьшее расстояние (длина канала НФС) между скважинами через L_{11} . Пусть выполняются следующие условия:

$$L_{11} < L_{12} < L_{13} < L_{14} < L_{15}, t_{11} < t_{12} < t_{13} < t_{14} < t_{15}. \quad (16)$$

Каналы НФС, расположенные в одной горизонтальной плоскости (а), и высокопроницаемые прослои, расположенные в одной вертикальной плоскости (б)

1 – нагнетательная скважина; 2 – добывающая скважина

Значение L_{11} известно, остальные криволинейные L_{1j} – неизвестны. Времена $t_{11}, t_{12}, t_{13}, t_{14}, t_{15}$ определяются по результатам эксперимента. Известны концентрации трассера c_{1j} , соответствующие временам t_{1j} . Введем параметр $\omega_j > 1$, характеризующий увеличение длины пути прохождения трассера.

Пусть

$$L_{1j} = \omega_j L_{11}. \quad (17)$$

Объем j -го порового канала равен объему пор, заполненных водой за время прохождения трассера до добывающей скважины.

Из формул (10), полагая $i = 1$, получим выражения для определения фильтрационного и порового объемов каналов НФС:

$$V_{1j} = sm_0 V_{i1j\text{пор}}; \quad V_{ij\text{пор}} = sm_0 S_{1j} L_{1j} = Q_{1j} t_{1j} = \frac{\beta Q_{b1} t_{1j}}{k}, \quad (18)$$

где Q_{b1} – дебит воды на добывающей скважине; β – доля дебита воды из j -го канала. Из (17) и (18) площади фильтрации каналов НФС выражаются через площадь фильтрации канала наименьшей длины:

$$S_{1j} = \frac{\beta Q_{b1} t_{1j}}{k sm_0 L_{1j}} = \frac{\beta Q_{b1} t_{1j}}{k sm_0 L_{11} \omega_j} = S_{11} \frac{t_{1j}}{t_{11} \omega_j}, \quad S_{11} = \frac{\beta Q_{b1} t_{11}}{k sm_0 L_{11}}. \quad (19)$$

Фазовая проницаемость порового j -го канала, определяемая из (13), после преобразований

$$k_{1j} = \frac{v_{1j} \mu L_{1j}}{\Delta p} = \frac{Q_{1j} \mu L_{1j}}{S_{1j} \Delta p} = \frac{Q_{b1} \beta \mu L_{1j}}{k S_{1j} \Delta p} = A_1 \frac{\omega_j^2}{t_{1j}}, \quad A_1 = \frac{Q_{b1} \beta \mu t_{11} L_{11}}{k \Delta p S_{11}}. \quad (20)$$

Параметр A_1 – величина постоянная и зависит только от параметров 1-го линейного канала НФС.

По замеренным концентрациям вынесенного индикатора и времени t_{1j} масса трассера, зафиксированного на i -й скважине,

$$M_i = \sum_{j=1}^k M_{ij}; \quad M_{ij} = \frac{Q_{bi} \beta}{k} \int_0^{\Delta t_j} c_{ij} d\tau = \frac{Q_{bi} \beta}{k} S_{cij}; \quad S_{cij} = \int_0^{\Delta t_j} c_{ij} d\tau, \quad (21)$$

где S_{cij} – площадь, определяемая по диаграмме $c_{ij}-t_{ij}$, построенной по результатам замеров трассера на i -й скважине; Δt_j – интервал времени фиксации j -го прихода индикатора.

Пример 2. Дано: $\Delta p = 11$ МПа; $m_0 = 0,4$; $\beta = 0,8$; $s = 0,8$; $k = 5$; $Q_{b1} = 64,8$ м³/сут; $L_{11} = 505$ м; $C = 4$. Из (20) $A_1 = 3,26 \cdot 10^{-6}$ м/с. Результаты расчетов приведены в табл.2.

Таблица 2

Результаты исследований и расчетные параметры прямолинейного канала, $L_{11} = 505$ м

Пики j	c , г/л	t_{1j} , ч	Δt_j , ч	$V_{1j\text{пор}}$, м ³ (18)	S_{11} , м ² (18)	V_{1j} , м ³ (18)	v_{11}^* м/ч	R_{11} , м
1	3	120	72	51,2	0,32	161,9	4,21	0,30
2	10	168	48	72,5		226,7		
3	6	312	72	134,7		421,0		
4	8	456	48	196,9		615,3		
5	4,5	672	72	290,1		906,8		

Примечание. R_{11} – радиус трубки прямолинейного канала НФС длиной 505 м, суммарный объем поровых каналов $V_{1j\text{пор}} = 746$ м³.

Таблица 3

Как видно из формул (19), (20), для определения параметров криволинейных каналов следует задать безразмерный параметр ω_j , выбор которого достаточно произвольный и зависит от данных проведенных исследований. Рассмотрим несколько возможных способов задания параметра ω_j :

1. Пусть $\omega_j = t_{1j} / t_{11}$. При таком задании параметра ω истинные скорости в прямолинейном и криволинейных каналах, а также площади фильтрации каналов равны. Действительно,

$$v_j^* = \frac{L_{1j}}{t_{1j}} = \frac{L_{11}\omega_j}{t_{1j}} = \frac{L_{11}t_{1j}}{t_{1j}t_{11}} = v_1^* = 4,21 \text{ м/ч}, S_{1j} = S_{11} = 0,32 \text{ м}^2.$$

Результаты расчетов приведены в табл. 3.

2. Пусть $\omega_j = c_{1j} / c_{11}$. Такой выбор параметра ω_j возможен только в случае $c_{1j} > c_{11}$.

3. Пусть $\omega_j = c_{1\Delta j} t_{1j} / c_{11\Delta} t_{11}$. Такой выбор параметра ω_j возможен, если $\omega_j > 1$.

Результаты расчетов приведены в табл. 4.

Таблица 4

Результаты расчетов для $\omega_j = c_{1j} / c_{11}$ и $\omega_j = c_{1\Delta j} t_{1j} / c_{11\Delta} t_{11}$

ω_j	L_{1j} , м (17)	k_{1j} , Д	S_{1j} (19), м ²	v_{1j}^* , м/ч	r_{1j} , мм	R_{1j} , м	h_{1j} , м	χ_j , м ² /с
$\omega_j = c_{1j} / c_{11}^*$								
1	505	37,78	0,32	4,21	0,032	0,30	0,57	0,15
3,33	1683	299,8	0,12	10,02	0,091	0,20	0,37	1,17
2	1010	58,1	0,43	3,24	0,040	0,37	0,64	0,23
2,67	1346	70,7	0,46	2,95	0,044	0,38	0,68	0,28
1,5	758	15,2	1,19	1,13	0,020	0,61	1,09	0,06
$\omega_j = c_{1j} t_{1j} / c_{11} t_{11}^{**}$								
1,00	505	37,78	0,32	4,21	0,032	0,30	0,57	0,15
2,22	1122	133,27	0,20	6,68	0,061	0,25	0,45	0,52
2,00	1010	58,13	0,42	3,24	0,040	0,36	0,65	0,23
1,78	898	31,42	0,69	1,97	0,029	0,47	0,83	0,12
1,50	758	15,18	1,20	1,13	0,020	0,62	1,09	0,06

* Сумма толщины каналов НФС 3,35 м. ** Сумма толщины каналов НФС 3,58 м.

Третий случай. Каналы НФС или ВП расположены в одной вертикальной плоскости (см. рисунок, б; $I = 1$).

Длина всех каналов НФС $L_{11} = 505$ м, параметр $\omega_j = 1$ (табл.5).

Таблица 5

Результаты для расчетов каналов НФС или ВП, расположенных в вертикальной плоскости

Пики j	c, мг/л	t_{1j} , ч	k_{1j} , Д	S_{1j} (19), м ²	v_{1j}^* , м/ч	r_{1j} , мм	R_{1j} , м	h_{1j} , м	χ_j , м ² /с
1	3	120	37,78	0,32	4,21	0,037	0,30	0,61	0,148
2	10	168	26,98	0,51	3,01	0,031	0,40	0,72	0,105
3	6	312	14,53	0,95	1,62	0,023	0,55	0,98	0,057
4	8	456	9,94	1,39	1,11	0,019	0,67	1,18	0,039
5	4,5	672	6,75	2,05	0,75	0,016	0,81	1,43	0,026

Сумма толщины каналов НФС 4,91 м. Если нефтенасыщенная толщина 10-20 м, то на каналы НФС приходится от 25-50 % эффективной толщины. Поэтому только вертикальное или горизонтальное (латеральное) размещение каналов НФС вызывает сомнения. Возможно комбинированное размещение каналов, при котором несколько каналов НФС расположены в горизонтальной плоскости, другие – в вертикальной. Прогноз их положения в пространстве зависит от фантазии интерпретатора. Из табл. 2-5 видно, что величина фазовой проницаемости более или менее точно определяется для первого прослоя ($j = 1$) – 37,78 мД. Для остальных каналов НФС зависит от времени фиксации трассера. Во всех рассмотренных случаях, независимо от выбора параметра ω и размещения каналов НФС в пространстве, объемы поровых каналов остаются постоянны (5-й столбец табл.2). Из формулы (18) следует, что объем порового канала j -го пропластка зависит от доли дебита воды на контрольной добывающей скважине и не зависит от концентрации.

При выборе химического реагента для проведения технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП) значения коэффициентов проницаемости и пористости необходимы только для определения радиуса поровых каналов в составе ВП, по которым определяются размеры молекул закачиваемого химического реагента. Суммарный поровый объем НФС, равный 746 м³, необходим для определения минимального объема закачиваемого изолирующего химического реагента V_{ijx} . Установлено [3], что при одновременной работе добывающей и нагнетательной скважин существует граница раздела между областями дренирования, на которой текущее давление в ВП равно начальному пластовому давлению. Причем положение границы зависит от коэффициентов пьезопроводности флюидов. В данном случае по каналу НФС движется поток воды, следовательно, через 3-10 ч линейные размеры зон дренирования будут равны половине длин каналов НФС. В зоне дренирования нагнетательной скважины происходит переток части закачиваемой жидкости в матрицу. В зоне дренирования добывающей скважины, наоборот, – приток флюида из матрицы. Таким образом, объем необходимого изолирующего химического реагента равен половине объема порового пространства каналов НФС 373 м³.

На графиках дебита воды или обводненности должен наблюдаться резкий рост соответствующих технологических показателей, время которого соответствует началу обводнения добывающей скважины по каналам НФС. Долю воды из j -го канала β можно определить по формуле

$$\beta = \frac{Q_{bi} - Q_{bi0}}{Q_{bi}}, \quad (21)$$

где Q_{bi0} – дебит воды до притока воды по НФС. В примере 2 дебит воды $Q_{bi} = 64,8$ м³/сут, $\beta = 0,8$, дебит воды до увеличения обводнения по каналам НФС $Q_{bi0} = 13$ м³/сут.

Если дебиты воды неизвестны, а известна приемистость нагнетательной скважины Q_0 , то

$$\alpha = \frac{Q_0 - Q_{00}}{Q_0}, \quad (22)$$

где Q_{00} – расход (приемистость) нагнетательной скважины до формирования канала НФС; Q_0 – расход (приемистость) нагнетательной скважины после формирования канала НФС.

В классической монографии С.Н.Бузинова и И.Д.Умрихина [2] рассмотрен метод определения параметров пласта по результатам интерпретации гидропрослушивания в работающих скважинах. Предложен графический метод определения параметров пласта, который можно использовать для определения ФЕС НФС. Решение задачи, с учетом интерференции скважин, приведено в изображениях по Лапласу. Для трассерных исследований нагнетательная скважина является возмущающей, а реагирующими – добывающие скважины.

Если предел прочности больше возникающих при эксплуатации напряжений, то каналы НФС существовали априори и не были выделены промысловыми геофизическими или гидродинамическими исследованиями, поэтому для определения параметров α , β и Q_{00} , Q_0 следует основываться на расчетных значениях ФЕС, принятых для матрицы.

Выводы

1. Впервые предложена теоретическая предпосылка, что при фильтрации происходит потеря массы трассера вследствие диффузии и перетока флюида в матрицу. Получены формулы, позволяющие определить массу потерянного индикатора.
2. Приведены формулы для расчета ФЕС каналов НФС при известных дебитах воды на добывающих скважинах и расхода воды на нагнетательной скважине.
3. Для реагирующей скважины, в которой зафиксированы несколько выходов индикатора, рассмотрены разные случаи геометрического положения каналов НФС в пространстве. Приведены примеры расчета, в которых установлено, что от заданного параметра ω_j изменяются коэффициенты фазовых проницаемостей и пьезопроводностей, но суммарный объем порового пространства каналов НФС постоянен. На выбор параметра ω_j влияет время прохождения индикатора, интервалы времен фиксации (регистрации) трассера на реагирующей скважине, масса замеренного индикатора.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Борисов Ю.П.* Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородностей / Ю.П.Борисов, З.К.Рябинина, В.В.Воинов. М.: Недра, 1976.
2. *Бузинов С.П.* Гидродинамические методы исследования скважин и пластов / С.П.Бузинов, И.Д.Умрихин. М.: Недра, 1973. 248 с.
3. *Грачев С.И.* Детерминированные и стохастические модели для контроля и регулирования гидросистем нефтяных промыслов: В 2 т. / С.И.Грачев, А.В.Стрекалов, А.Т.Хусаинов / ТИУ. Тюмень, 2016. Т.1. 396 с.
4. *Грачев С.И.* Теоретические и прикладные основы строительства пологих и горизонтальных скважин на сложнопостроенных нефтяных месторождениях: Автореф. дис. ... д-ра техн. наук / ТГНГУ. Тюмень, 2000. 44 с.
5. *Желтов Ю.П.* Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 1998. 365 с.
6. *Коротенко В.А.* Зависимость между упругими деформациями пласта-коллектора и фильтрацией флюида / В.А.Коротенко, А.Д.Сторожев // Физико-химическая гидродинамика: Сб. научных трудов Уральского государственного университета, Свердловск, 1986. С. 72-77.
7. *Кривова Н.Р.* Особенности разработки залежей юрских отложений на примере Южного месторождения / Н.Р.Кривова, С.В.Левкович, Е.В.Колесник // Проблемы геологии и освоения недр: Сборник научных трудов XI Международного симпозиума. Томск, 2007. С. 407-409.
8. *Лопатников С.Л.* Основные уравнения теории квазидвухмерной конвекции в тонких проницаемых пластах // Физика Земли. 1999. № 1. С.52-62.
9. *Медведский Р.И.* Ручейковая теория вытеснения нефти водой // Известия вузов. Нефть и газ. 1997. № 6. С.69-73.
10. *Медведев Н.Я.* Геотехнология в разработке газонефтяных залежей. М.: Недра, 1995. 31 с.
11. *Михайлов Н.Н.* Физика нефтяного и газового пласта (физика нефтегазовых пластовых систем). М.: МАКС Пресс, 2008. 448 с.
12. *Михайлов Н.Н.* Информационно-технологическая геодинамика околоскважинных зон. М.: Недра, 1996. 339 с.
13. Обобщение индикаторных (трассерных) исследований на месторождениях Западной Сибири / А.С.Трофимов, С.В.Бердников, Н.Г.Кривова и др. // Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтеотдачи: Тр. Междунар. технологич. симпозиума. М., 2006. С. 378-384.
14. *Павлова Н.Н.* Деформационные и коллекторские свойства горных пород. М.: Недра, 1975. 201 с.
15. *Попов И.П.* Флюидодинамические модели залежей нефти и газа / И.П.Попов, Н.П.Запывалов / ТюмГНГУ. Тюмень, 2013. 188 с.
16. Трансформация процессов фильтрации при разработке залежей углеводородов / В.А.Коротенко, С.И.Грачев, Н.П.Кушакова и др. // Успехи современного естествознания. 2017. № 2. С. 86-93.

Авторы: **В.А. Коротенко**, канд. техн. наук, доцент, Korotenkova@tyuiu.ru (Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия), **С.И. Грачев**, д-р техн. наук, профессор, Grachevsi@mail.ru (Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия), **А.Б. Кряквин**, канд. техн. наук, доцент, Krjakvinab@tyuiu.ru (Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия).

Статья поступила в редакцию 19.06.2018.

Статья принята к публикации 10.07.2019.