

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗОНАЛЬНО-НЕОДНОРОДНЫХ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

Б.А.Сулейманов, Х.А.Фейзуллаев

НИПИ “Нефтегаз” SOCAR,  
Az1012, Баку, пр-т Г.Зардаби, 88а  
E-mail: Baghir.Suleymanov@sokar.az

Предложена математическая модель изоляции водопритока в однородном и зонально-неоднородном горизонтальном пласте в процессе двухфазной трехкомпонентной фильтрации флюидов с учетом капиллярных явлений, степени изоляции (фактора остаточного сопротивления) и глубины проникновения изолирующего агента. Модель позволяет выбрать как наилучший момент воздействия на залежь, так и необходимую степень изоляции.

### Введение

Низкий коэффициент извлечения нефти является основной проблемой при разработке нефтяных месторождений. При этом практика разработки нефтяных месторождений показывает, что высокие темпы добычи нефти в неоднородных коллекторах приводят к быстрому прорыву закачиваемых вод и обводнению добываемой продукции. Учитывая, что низкий уровень цен на нефть не позволяет реализовать дорогостоящие проекты по увеличению нефтеотдачи, возникает задача ограничения водопритока путем обработки нефтедобывающих скважин. Существует достаточно широкий круг методов, позволяющих решать указанную задачу путем применения тампонажных растворов, осадкообразующих реагентов, гелей, модификаторов смачиваемости, ICD устройств и т.д. (Dai et al., 2014; Sengupta et al., 2012; Seright, Liang, 1995; Fullerylove et al., 1996; Sydansk, Seright, 2006; Aboukshem et al., 2008; Девятков и др., 1995).

В ряде работ (Девятков и др., 1995; Ентов, Турецкая, 1995; Куликов и др., 2004; Seright, 1988; Seright, 1995; Surguchev, 1998) приведены важные с практической точки зрения результаты математического моделирования ограничения водопритока изолирующими композициями. Однако остаются нерешенными главные проблемы: выбор оптимального момента изоляции с учетом обводненности продукции; определение влияния степени изоляции (фактора остаточного сопротивления), глубины проникновения водоизолирующей композиции и продолжительности эффекта изоляции (или времени вымывания композиции из пласта), а также учета капиллярных эф-

фектов на нефтеотдачу пластов. Следует отметить, что необходимость моделирования изоляции водопритока вызвана тем, что в гидродинамических симуляторах оно непосредственным образом не выполняется (Ентов, Турецкая, 1995).

Анализ литературы показывает, что в более чем 70% случаев изоляция водопритоков производится различными модификациями гелевых технологий. В связи с этим построение математической модели и исследование изолирующей способности гелей с учетом реальных условий их работы представляет как научный, так и практический интерес.

### Постановка задачи и математическая модель

Рассматривается двумерная задача вытеснения нефти водой из горизонтального зонально-неоднородного по проницаемости пласта (рис.1). Принимаем, что в пласте размещены добывающие и нагнетательные скважины. Предполагается, что внешние границы пласта непроницаемы. В нагнетательных скважинах задано количество закачиваемой воды, а в добывающих скважинах – суммарный дебит нефтяной и водной фазы.

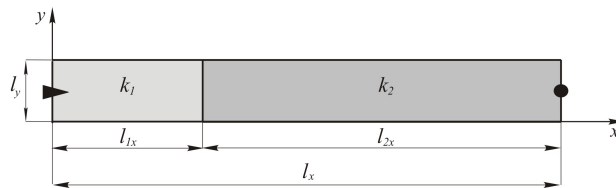


Рис. 1. Схема распределения параметров в зонально-неоднородном пласте

Процесс вытеснения и последующая изоляция водопритока в рамках двухфазной и трехкомпонентной (вода, нефть, гель) фильтрации с учетом источников и стоков описывается системой уравнений (Ентов, Турецкая, 1995; Куликов и др., 2004; Азиз, Сеттари, 1982):

$$\frac{\partial ms}{\partial t} + \operatorname{div} V_e = \sum_{v=1}^{m_1} Q_{ev}^u(t) \delta(x-x_v^u, y-y_v^u) + \sum_{e=1}^{m_2} Q_{ee}^o(t) \delta(x-x_e^o, y-y_e^o), \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial m(1-s)}{\partial t} + \operatorname{div} V_n = \\ = \sum_{e=1}^{m_2} Q_{ne}^o(t) \delta(x-x_e^o, y-y_e^o), \\ Q_{ne}^o(t) = \begin{cases} Q_{ne}^o(t), & t < T \\ Q_{ne}^o(t), & t \geq T \end{cases} \end{aligned} \quad (2)$$

уравнением баланса водоизолирующего геля в суммарном потоке фаз

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} [msc + m(1-s)\varphi(c) + a(s,c)] + \\ + \operatorname{div}(cV_e + \varphi(c)V_n) = \\ = \sum_{e=1}^{m_2} (cQ_{ee}^o(t) + \varphi(c)Q_{ne}^o(t)) \delta(x-x_e^o, y-y_e^o) + \\ + \operatorname{div}[D(s,c)\operatorname{grad} c], \\ c(x,y,t) = \begin{cases} 0, & t < T, \text{ до начала изоляции} \\ c_*(x,y,t), & t \geq T, \text{ после начала изоляции} \end{cases} \end{aligned} \quad (3)$$

скоростью движения фаз

$$\begin{aligned} V_e = -\frac{kf_e(s,c)}{\mu_e(p,c)} \operatorname{grad} p_e, \\ V_n = -\frac{kf_n(s,c)}{\mu_n(p,c)} \operatorname{grad} p_n, \end{aligned} \quad (4)$$

уравнением капиллярного равновесия

$$p_n - p_e = p_k(s,c), \quad (5)$$

здесь  $t$  – время;  $T$  – время, которое проходит с начала закачки воды до ее прорыва в эксплуа-

тационную скважину;  $x$  и  $y$  – координаты;  $m$  – пористость;  $s$  – водонасыщенность;  $V_e$  и  $V_n$  – скорости фильтрации водной и нефтяной фаз;  $c$  и  $\varphi(c)$  – объемные концентрации геля в водной и нефтяной фазах;  $a(s,c)$  – количество (объем) геля, сорбированного в единице объема пористой среды;  $m_1$  и  $m_2$  – количество нагнетательных и добывающих скважин соответственно;  $(x_v^u, y_v^u)$  и  $(x_e^o, y_e^o)$  – координаты нагнетательных и эксплуатационных скважин;  $Q_{ev}^u(t)$  – объемный расход воды на единицу толщины пласта  $v$ -ой нагнетательной скважины;  $Q_{ee}^o(t)$  и  $Q_{ne}^o(t)$  – объемные дебиты на единицу толщины пласта  $e$ -ой добывающей скважины по водной и нефтяной фазам;  $Q_{ne}^o(t)$  – объем закачки водоизолирующего агента на единицу толщины пласта  $e$ -ой добывающей скважины в единицу времени;  $D(s,c) = (D_x(s,c), D_y(s,c))$  – вектор эффективных коэффициентов диффузии тампонирующего материала;  $k$  – абсолютная проницаемость пористой среды;  $f_e(s,c)$  и  $f_n(s,c)$  – относительные фазовые проницаемости водной и нефтяной фаз;  $\mu_e(p,c)$ ,  $\mu_n(p,c)$  – вязкости водной и нефтяной фаз;  $p_e$ ,  $p_n$  – давления в водной и нефтяных фазах;  $p_k(s,c)$  – капиллярное давление.

Начальные и граничные условия:

$$\begin{aligned} s(x,y,t)|_{t=0} = s_0(x,y), \quad c(x,y,t)|_{t=0} = c_0(x,y), \\ (0 \leq x \leq l_x; 0 \leq y \leq l_y), \end{aligned} \quad (6)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial p_e}{\partial x} \Big|_{x=0,l_x} = 0, \quad \frac{\partial p_n}{\partial x} \Big|_{x=0,l_x} = 0, \quad \frac{\partial c}{\partial x} \Big|_{x=0,l_x} = 0, \\ 0 \leq y \leq l_y, \end{aligned} \quad (7)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial p_e}{\partial y} \Big|_{y=0,l_y} = 0, \quad \frac{\partial p_n}{\partial y} \Big|_{y=0,l_y} = 0, \quad \frac{\partial c}{\partial y} \Big|_{y=0,l_y} = 0, \\ 0 \leq x \leq l_x. \end{aligned}$$

где  $l_x$  и  $l_y$  – соответственно длина и ширина пласта.

Неизвестными в системе уравнений (1)-(7) являются водонасыщенность  $s$ , концентрация геля в водной фазе  $c$  и давление  $p$ .

Для решения гидродинамической задачи (1)-(7) был применен метод сеток (Азиз, Сетта-

ри, 1982). При этом использована схема, “неявная по давлению и концентрации геля в водной фазе и явная по водонасыщенности”. Разностная система уравнений для определения давления и концентрации геля в водной фазе была решена с помощью итерационных поточечных методов Якоби, а по водонасыщенности – методов Эйлера (Азиз, Сеттари, 1982).

### Численные расчеты

С целью выявления возможности увеличения нефтеотдачи путем изоляции водопритока в добывающей скважине были проведены численные расчеты. В расчетах рассматривался горизонтальный зонально-неоднородный пласт. Принималось, что в пласте размещены добывающая и нагнетательная скважины, расположенные согласно рис.1. Вытеснение нефти осуществляется закачкой воды при постоянном перепаде давления 2,4 МПа (рис.1). Степень изоляции (фактор остаточного сопротивления) определялась как отношение фазовой проницаемости по воде до и после изоляции водопритока:

$$k_{из} = \frac{f_e(s, c)}{f_{en}(s, c)},$$

где  $k_{из}$  – коэффициент изоляции (фактор остаточного сопротивления);  $f_e(s, c)$  – относительные фазовые проницаемости воды до изоляции;  $f_{en}(s, c)$  – относительные фазовые проницаемости воды после изоляции.

Расчет проведен при следующих значениях определяющих параметров (Sengupta et al., 2012):

$$l_x = 500 \text{ м}; l_y = 500 \text{ м}; Q_{gv}^u(t) = 320 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}};$$

$$k_1 = (0.05 \div 1) \cdot 10^{-12} \text{ м}^2; k_2 = (0.05 \div 1) \cdot 10^{-12} \text{ м}^2;$$

$$s_0(x, y) = 0.2; c_0(x, y) = 0; a(s, c) = 0; \varphi(c) = c/2;$$

$$\mu_e(p, c) = 1 + 0.55c - 0.3c^2 (\text{МПа} \cdot c);$$

$$\mu_n(p, c) = 14.6 - 14.7c + 5.5c^2 (\text{МПа} \cdot c);$$

$$f_e(s, c) = \begin{cases} 0, & s \leq 0.2 \\ \left( \frac{s-0.2}{0.81} \right)^3, & 0.2 \leq s \leq 1 \end{cases};$$

$$f_n(s, c) = \begin{cases} \left[ \left( \frac{0.83-s}{0.834} \right)^3 - \left( \frac{0.74-s}{0.715} \right)^3 \right] c + \left( \frac{0.74-s}{0.74} \right)^3, & 0 \leq s \leq 0.74 \\ \left( \frac{0.83-s}{0.834} \right)^3 c, & 0.74 \leq s \leq 0.83 \\ 0, & s \geq 0.83 \end{cases}$$

$$p_k(s, c) = \Pi \cdot J(s);$$

$$J(s) = \frac{0.2(0.9-s)}{(1.2-s)^2(2s-s^2)};$$

$$D(s, c) = D_0 \cdot (2-s), \quad \Pi = 10^5 \text{ Па},$$

$$D_0 = 10^{-5} \text{ м}^2/c; h_x = h_y = 20 \text{ м};$$

$$c(x_e^y, y_e^y, T) = 0.05.$$

Расчеты проводились для двух вариантов разработки:

**Базовый вариант.** Зонально-неоднородный (с различным отношением проницаемостей и длин зон) пласт разрабатывается в режиме вытеснения водой.

**Вариант с изоляцией водопритока.** Нефтяной пласт разрабатывается в режиме вытеснения водой. После прорыва воды при различных уровнях обводненности продукции осуществляется ограничение водопритока с различной степенью изоляции. Изоляция осуществляется путем закачки в пласт водоизолирующего агента объемом 60 м<sup>3</sup> (Старковский А., Старковский В., 2009; Старковский, 2013). Рассмотрены пласты: однородный (различной проницаемости) и зонально-неоднородный с различным отношением проницаемостей ( $k_1/k_2 = 0.05-20$ ) и длин зон нагнетания и отбора ( $l_{ix}/l_x = 0.25-1$ ). Процесс ограничения притока воды осуществлялся при следующей обводненности продукции: 38% (сразу после прорыва воды), 50% (средняя обводненность), 96% (высокая обводненность). Рассмотрены следующие степени изоляции (фактор остаточного сопротивления): 30, 60, 90.

Результаты расчетов представлены в таблицах 1-5.

Таблица 1

Результаты расчетов для зонально-неоднородного пласта при  $l_x = 0,25l_x$

Обводнённость, %	$k_1/k_2 = 0,05$				$k_1/k_2 = 0,5$				$k_1/k_2 = 2$				$k_1/k_2 = 20$			
	Глубина проникновения, м	Время вымывания, сут.	Базовый вариант	Вариант с изоляцией	Эффект от изоляции	Глубина проникновения, м	Время вымывания, сут.	Базовый вариант	Вариант с изоляцией	Эффект от изоляции	Глубина проникновения, м	Время вымывания, сут.	Базовый вариант	Вариант с изоляцией	Эффект от изоляции	
96	72	0,612 (30)	0,060	0,108	0,108	109	0,493	0,601 (30)	0,120	0,120	176	0,403	0,579 (30)	0,176	0,176	
241	98	0,634 (60)	0,082	0,120	0,120	115	0,613 (60)	0,120	0,120	0,120	188	0,596 (60)	0,193	0,193	0,284	
	112	0,638 (90)	0,086	0,123	0,123	128	0,616 (90)	0,123	0,123	0,202	203	0,605 (90)	0,202	0,202	0,297	
50	109	0,595 (30)	0,121	0,210	0,210	184	0,561 (30)	0,210	0,210	0,265	245	0,534 (30)	0,265	0,265	0,344	
	131	0,614 (60)	0,140	0,232	0,232	201	0,583 (60)	0,232	0,232	0,293	271	0,562 (60)	0,293	0,293	0,378	
	143	0,620 (90)	0,146	0,242	0,242	223	0,593 (90)	0,242	0,242	0,306	290	0,575 (90)	0,306	0,306	0,394	
38	115	0,591 (30)	0,138	0,227	0,227	214	0,555 (30)	0,227	0,227	0,277	259	0,527 (30)	0,277	0,277	0,350	
	140	0,609 (60)	0,156	0,249	0,249	238	0,577 (60)	0,249	0,249	0,305	282	0,555 (60)	0,305	0,305	0,385	
	152	0,616 (90)	0,163	0,260	0,260	250	0,588 (90)	0,260	0,260	0,319	296	0,569 (90)	0,319	0,319	0,402	



Таблица 3

Результаты расчетов для зонально-неоднородного пласта при  $I_x = 0,75I_x$

Обводненность, %	$k_1 / k_2 = 0,05$						$k_1 / k_2 = 0,5$						$k_1 / k_2 = 2$						$k_1 / k_2 = 20$					
	Глубина проникновения, м	Время вымывания, сут.	Базовый вариант	Вариант с изоляцией	Эффект от изоляции	КИН (степень изоляции)	Глубина проникновения, м	Время вымывания, сут.	Базовый вариант	Вариант с изоляцией	Эффект от изоляции	КИН (степень изоляции)	Глубина проникновения, м	Время вымывания, сут.	Базовый вариант	Вариант с изоляцией	Эффект от изоляции	КИН (степень изоляции)	Глубина проникновения, м	Время вымывания, сут.	Базовый вариант	Вариант с изоляцией	Эффект от изоляции	КИН (степень изоляции)
96	126	86	0,506	0,607 (30)	0,101	0,116	123	112	0,486	0,592 (30)	0,106	120	161	0,455	0,586 (30)	0,131	114	198	0,415	0,573 (30)	0,158	225	0,591 (60)	0,176
	125	125	0,622 (90)	0,110	0,116	144	132	144	0,607 (60)	0,121	127	172	0,601 (60)	0,146	183	0,609 (90)	0,154	234	0,600 (90)	0,185	225	0,600 (90)	0,176	234
50	129	124	0,370	0,566 (30)	0,196	0,227	125	185	0,327	0,552 (30)	0,225	122	231	0,3	0,543 (30)	0,243	117	274	0,261	0,532 (30)	0,271	296	0,559 (60)	0,298
	161	149	0,597 (90)	0,217	0,227	232	211	232	0,576 (60)	0,249	259	273	259	0,580 (90)	0,280	314	0,280	314	0,261	0,572 (90)	0,311	314	0,572 (90)	0,311
38	132	132	0,344	0,558 (30)	0,214	0,247	127	217	0,301	0,545 (30)	0,244	125	246	0,274	0,536 (30)	0,262	119	298	0,239	0,524 (30)	0,285	319	0,553 (60)	0,314
	166	156	0,591 (90)	0,237	0,247	254	241	254	0,569 (60)	0,268	282	265	0,574 (90)	0,300	0,574 (90)	0,300	341	341	0,239	0,566 (90)	0,327	341	0,566 (90)	0,327

Таблица 4

Результаты расчетов для зонально-неоднородного пласта при  $l_{lx} = 0,9l_x$

Обводненность, %	$k_1/k_2 = 0,05$						$k_1/k_2 = 0,5$						$k_1/k_2 = 2$						$k_1/k_2 = 20$																																									
	Глубина проникновения, м		Время вымывания, сут.		КИН (степень изоляции)		Базовый вариант		Вариант с изоляцией		Эффект от изоляции		Глубина проникновения, м		Время вымывания, сут.		КИН (степень изоляции)		Базовый вариант		Вариант с изоляцией		Эффект от изоляции		Глубина проникновения, м		Время вымывания, сут.		КИН (степень изоляции)		Базовый вариант		Вариант с изоляцией		Эффект от изоляции																									
96	101	89	0,493	0,606 (30)	0,113	0,124	0,118	0,113	0,124	0,113	0,113	0,113	85	105	138	154	0,484	0,591 (30)	0,605 (60)	0,612 (90)	0,121	0,128	0,107	0,107	81	121	149	168	0,471	0,588 (30)	0,603 (60)	0,610 (90)	0,132	0,139	0,132	0,132	76	165	178	201	0,417	0,582 (30)	0,599 (60)	0,607 (90)	0,182	0,190	0,182	0,182	88	196	231	249	0,267	0,534 (30)	0,560 (60)	0,573 (90)	0,293	0,306	0,293	0,293
50	144	96	0,338	0,567 (30)	0,229	0,252	0,240	0,229	0,252	0,230	0,230	0,230	91	151	187	201	0,320	0,550 (30)	0,573 (60)	0,584 (90)	0,253	0,264	0,230	0,230	86	164	199	213	0,310	0,546 (30)	0,571 (60)	0,582 (90)	0,261	0,272	0,261	0,261	82	193	211	225	0,293	0,541 (30)	0,567 (60)	0,578 (90)	0,274	0,285	0,274	0,274	88	196	231	249	0,267	0,534 (30)	0,560 (60)	0,573 (90)	0,293	0,306	0,293	0,293
38	149	103	0,311	0,549 (30)	0,238	0,273	0,262	0,238	0,273	0,249	0,249	0,249	96	158	191	203	0,293	0,542 (30)	0,567 (60)	0,578 (90)	0,274	0,293	0,249	0,249	92	173	217	235	0,282	0,538 (30)	0,564 (60)	0,576 (90)	0,282	0,294	0,282	0,282	92	196	231	249	0,267	0,534 (30)	0,560 (60)	0,573 (90)	0,293	0,306	0,293	0,293												

Таблица 5

Результаты расчетов для однородного пласта

Обводненность, %	$k = 0,05 \text{ мкм}^2$				$k = 1 \text{ мкм}^2$				$k = 2 \text{ мкм}^2$						
	Глубина проникновения, м	Время вымывания, сут.	КИН (степень изоляции)		Глубина проникновения, м	Время вымывания, сут.	КИН (степень изоляции)		Глубина проникновения, м	Время вымывания, сут.	КИН (степень изоляции)		Эффект от изоляции		
			Базовый вариант	Вариант с изоляцией			Базовый вариант	Вариант с изоляцией			Базовый вариант	Вариант с изоляцией		Эффект от изоляции	
96	143	128	0,484	0,605 (30) 0,607 (60) 0,614 (90)	0,121 0,123 0,130	234	95	0,482	0,589 (30) 0,604 (60) 0,611 (90)	0,107 0,122 0,129	251	74	0,479	0,585 (30) 0,601 (60) 0,609 (90)	0,106 0,122 0,130
	154	201	0,318	0,551 (30) 0,573 (60) 0,585 (90)	0,233 0,255 0,267	238	176	0,315	0,548 (30) 0,572 (60) 0,583 (90)	0,233 0,257 0,268	261	126	0,312	0,545 (30) 0,569 (60) 0,581 (90)	0,233 0,257 0,269
	179	234	0,290	0,542 (30) 0,567 (60) 0,579 (90)	0,252 0,277 0,289	246	215	0,287	0,540 (30) 0,565 (60) 0,577 (90)	0,253 0,278 0,290	274	161	0,285	0,536 (30) 0,562 (60) 0,575 (90)	0,251 0,277 0,290



В первую очередь, следует отметить, что **при реализации базового варианта** коэффициент извлечения нефти (КИН) существенно зависит от отношения проницаемостей зоны нагнетания и отбора, причем КИН выше при  $k_1 < k_2$ , что согласуется с результатами работ (Косяков, Родионов, 2010; Косяков, Родионов, 2012; Соляной и др., 2012). В указанных работах получен комплексный критерий эффективности взаимного расположения скважин. В случае, когда вязкость нефти больше вязкости воды он определяется по формуле  $k = k_1 m_1 h_1^2 / k_2 m_2 h_2^2 < 1$  (Косяков, Родионов, 2012; Соляной и др., 2012). Вместе с тем можно предложить следующий физический механизм протекания процесса. Действительно, пористую среду можно заменить капилляром равной пропускной способности, тогда получим систему из двух капилляров различного диаметра, при этом в случае  $k_1 < k_2$  будет иметь место расширение потока (эффект диффузора), а в обратном случае – сужение потока (эффект конфузора) (Корганов, Мирзаджанзаде, 1952; Сулейманов, Эфендиева, 2004). Согласно (Сулейманов, Эфендиева, 2004), при расширении потока, вызванном переходом от низкой проницаемости к высокой, местные сопротивления выше, чем при обратном случае, а это при прочих равных условиях способствует снижению скорости движения фронта вытеснения и увеличению КИН при  $k_1 < k_2$  (эффект диффузора).

Численная реализация **варианта с изоляцией водопритока** позволила выявить следующие основные закономерности (см. табл. 1-5). Степень изоляции водопритока существенно влияет на эффективность процесса, причем на любом этапе разработки месторождения (при различной обводненности продукции и различных значениях параметров  $k_1/k_2, l_{1x}/l_x$ ) регулированием степени изоляции можно добиться существенного увеличения КИН. Эффект от изоляции (разность значений КИН по базовому варианту и варианту с изоляцией) значительно выше при осуществлении процесса при низкой обводненности (сразу после прорыва воды). Во всех рассмотренных случаях эффект от изоляции при  $k_1 > k_2$  всегда выше, чем при  $k_1 < k_2$ , а конечный КИН всегда выше в противоположном случае. Указанный эффект связан с тем, что глубина проникновения изолирующего агента, вре-

мя его вымывания существенно зависят от проницаемости зоны отбора.

## Выводы

- Предложена математическая модель изоляции водопритока в однородном и зонально-неоднородном горизонтальном пластах в процессе двухфазной трехкомпонентной фильтрации флюидов с учетом капиллярных явлений, степени изоляции и глубины проникновения изолирующего агента;
- Степень изоляции водопритока существенно влияет на эффективность указанного процесса, причем на любом этапе разработки месторождения регулированием степени изоляции можно добиться значительного увеличения КИН;
- Глубина проникновения изолирующего агента, время его вымывания существенно зависят от проницаемости зоны отбора, что и обеспечивает высокую эффективность изоляции при  $k_1 > k_2$ ;
- Предложенная модель позволяет выбрать как наилучший момент воздействия на залежь, так и необходимую степень изоляции (фактор остаточного сопротивления).

## ЛИТЕРАТУРА

- АЗИЗ, Х., СЕТТАРИ, Э. 1982. Математическое моделирование пластовых систем. Недра. Москва.
- ДЕВЯТОВ, В.В., АЛМАЕВ, Р.Х., ПАСТУХ, П.И., САНКИН, В.М. 1995. Применение водоизолирующих химвагентов на обводненных месторождениях Шаимского района. ВНИИОЭНГ. Москва.
- ЕНТОВ, В.М., ТУРЕЦКАЯ, Ф.Д. 1995. Гидродинамическое моделирование разработки неоднородных нефтяных пластов. *Механика жидкости и газа*, 6, 87-93.
- КОРГАНОВ, И.И., МИРЗАДЖАНЗАДЕ, А.Х. 1952. Соотношение между фильтрацией жидкости из пласта в скважину и инфильтрацией в пласт. *Доклады АН Азербайджанской ССР*, 8(2), 63-69.
- КОСЯКОВ, В.П., РОДИОНОВ, С.П. 2010. Получение точных решений задачи Бакли-Лeverетта в зонально-неоднородном пласте с учетом теплофизических свойств на основе аналитического решения. *Вестник ТюмГУ*, 6, 36-42.
- КОСЯКОВ, В.П., РОДИОНОВ, С.П. 2012. Определение наилучшего варианта расстановки галереи скважин в зонально-неоднородном пласте с учетом теплофизических свойств на основе аналитического решения. *Вестник ТюмГУ*, 4, 14-21.
- КУЛИКОВ, А.Н., СТРОГАНОВ, В.М., СТРОГАНОВ, А.М. и др. 2004. Обобщение результатов селективной изоляции водопритоков с использованием кремнийорганиче-

- ских тампонажных материалов АКОР на месторождениях ОАО "Юганскнефтегаз". *Интервал*, 9.
- СОЛЯНОЙ, П.Н., ПИЧУГИН, О.Н., РОДИОНОВ, С.П., КОСЯКОВ, В.П. 2012. Исследование эффективности взаимного расположения нагнетательных и добывающих скважин в зонально-неоднородном нефтяном пласте. *Нефтяное хозяйство*, 8, 126-128.
- СТАРКОВСКИЙ, А.В., СТАРКОВСКИЙ, В.А. 2009. Последовательная обработка скважины щелочными силикатными гелями как способ повышения нефтеотдачи. *Нефтяное Хозяйство*, 7, 105-107.
- СТАРКОВСКИЙ, В.А. 2013. Обоснование технологии селективной изоляции притока воды в добывающих скважинах на нефтяных месторождениях композициями на основе щелочных силикатных гелей. Автореферат дис....канд.тех.наук. ОАО "ВНИИнефть". 25с.
- СУЛЕЙМАНОВ, Б.А., ЭФЕНДИЕВА, А.А. 2004. О фильтрации и инфильтрации в зонально-неоднородной пористой среде. *Инженерно-физический журнал*, 77(6), 120-123.
- ABOUKHEM, A.A., AL KATHEERI, A.B., KENAWY, M.M. 2008. Successful application of swell packer technology to shut-off water production in horizontal wells – case studies from onshore Abu Dhabi. *Presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi, UAE, 3-6 November.
- DAI, C., ZHAO, G., YOU, Q., ZHAO, M. 2014. A study on environment-friendly polymer gel for water shut-off treatments in low-temperature reservoirs. *J. Applied Polymer Science*, 131, 8. DOI: 10.1002/app.40154
- FULLEYLOVE, R.J., MORGAN, J.C., STEVENS, D.G., THRASHER, D.R. 1996. Water shut-off in oil production wells – lessons from 12 treatments. *Presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 13-16 October.
- SENGUPTA, B., SHARMA, V.P., UDAYABHANU, G. 2012. Gelation studies of an organically cross-linked polyacrylamide water shut-off gel system at different temperatures and pH. *J. Petroleum Science and Engineering*, 81, 145-150.
- SERIGHT, R.S. 1988. Placement of gels to modify injection profiles. *Presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Symposium*, Tulsa, Oklahoma, 16-21 April.
- SERIGHT, R.S. 1995. Reduction of gas and water permeabilities using gels. *SPE Production & Facilities*, 10, 2.
- SERIGHT, R.S., LIANG, J. 1995. A comparison of different types of blocking agents. *Presented at the SPE European Formation Damage Conference*, The Hague, Netherlands, 15-16 May.
- SURGUCHEV, L.M. 1998. Water shut-off: simulation and laboratory evaluation. *Presented at the European Petroleum Conference*, The Hague, Netherlands, 20-22 October.
- SYDANSK, R.D., SERIGHT, R.S. 2006. When and where relative permeability modification water shut-off treatments can be successfully applied. *Presented at the SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*, Tulsa, Oklahoma, USA, 22-26 April.

**Рецензент: член-корреспондент НАН Азербайджана Г.И.Джалалов**