

## ФОРСИРОВАННЫЙ ОТБОР ЖИДКОСТИ ИЗ ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОГО ПЛАСТА С НЕНЬЮТОНОВСКОЙ НЕФТЬЮ И ПОДОШВЕННОЙ ВОДОЙ

На основе математического и численного моделирования изучается влияние форсированного отбора жидкости на нефтеотдачу трещиновато-пористого пласта, содержащего нефть с неньютоновскими свойствами и подошвенную воду. Приведены результаты исследования циклического режима работы изолированной вертикальной скважины, влияния форсировки на эксплуатационные характеристики, как одиночной горизонтальной скважины, так и системы вертикальных скважин.

**Ключевые слова:** математическое моделирование, фильтрация, трещиновато-пористый пласт, неньютоновская нефть, подошвенная вода, форсированный отбор, нефтеотдача.

Опытные работы по форсированному отбору жидкости из добывающих скважин на залежи 303 были начаты по инициативе ОАО «Татнефть» и НГДУ «Ленингорскнефть». Перед авторами была поставлена задача: объяснить механизм форсированного отбора жидкости (ФОЖ) в условиях этой залежи с особыми горно-геологическими характеристиками и дать рекомендации с целью повышения показателей текущей разработки и повышения коэффициента нефтеизвлечения для промышленного применения. Выполненный в предыдущие годы совместно с НГДУ «Ленингорскнефть» и НТУ «ТНГ-Групп» комплекс промысловых и гидродинамических исследований скважин в процессе ФОЖ позволил обосновать возможный его механизм и сформулировать критерии выбора скважин для перевода на форсировку. Были начаты математические исследования и выполнены первые численные эксперименты для вертикальной скважины (Дияшев и др., 2007; Дияшев, 2008).

В 2008 году в разработанные алгоритмы и программы расчета фильтрационного процесса внесены изменения, учитывающие упругость пористой среды и жидкости, а также циклический режим работы скважины на форсированном отборе. Одним из основных элементов новизны применяемых математических моделей являются учет аномалии вязкости неньютоновских нефтей и двойной пористости среды.

Построена новая математическая модель для варианта вскрытия пласта горизонтальной скважиной, в которой рассматривается вертикальное сечение, проходящее ортогонально направлению ствола скважины.

Построена трехмерная математическая модель с целью исследования процесса фильтрации при ФОЖ системой скважин. Модель реализована в рамках пакета программ НИМФА (Базин и др., 2006; Базин и др., 2008).

В статье приводится краткий анализ результатов вычислительных экспериментов по названным трем моделям.

**Вертикальная скважина. ФОЖ на циклическом режиме.** Исходные данные для расчетов взяты близкими к параметрам скв. 38237, для которой на основе модели двух-

фазной фильтрации неньютоновской нефти без учета упругости пласта и флюида методами численного эксперимента был исследован ФОЖ при стационарном режиме работы скважины (Дияшев и др., 2007; Дияшев, 2008). В новой модели, учитывающей упругость пористой среды и фаз, коэффициенты сжимаемости приняты равными для нефти  $6 \cdot 10^{-4}$ , воды  $2,8 \cdot 10^{-4}$  и породы  $1,5 \cdot 10^{-4}$  МПа<sup>-1</sup>. Разница плотностей воды и нефти составляет 200 кг/м<sup>3</sup>, вязкость воды – 1 мПа·с. Зависимость обратной величины вязкости  $Y = 1/\mu_2$  неньютоновской нефти от модуля градиента скорости фильтрации  $X = |V|$  имеет вид:

$$Y(X) = \begin{cases} Y_2 + aX^b e^{-cX}, & X \in (0, X_A), \\ Y_1, & X > X_A. \end{cases}$$

Значения параметров  $Y_1$ ,  $Y_2$ ,  $a$ ,  $b$  и  $c$  определяются из экспериментальных данных по величинам вязкости нефти с неразрушенной ( $\mu_2$ ) и разрушенной ( $\mu_1$ ) структурой, по координатам  $X_D$  и  $X_A$  точек перегиба и максимума функции  $Y(X)$ :  $c = X_A/(X_A - X_D)^2$ ,  $b = X_A \cdot c$ ,  $a = (Y_1 - Y_2)X_A^b \cdot e^{cX_A}$ . При расчетах  $\mu_2 = 100$  мПа·с,  $\mu_1 = 20$  мПа·с, модуль градиента скорости фильтрации предельного разрушения структуры  $X_A = 0,02$  м/сут., координата точки перегиба  $X_D = 0,01$  м/сут. В начальный момент времени  $t = 0$  в четырех верхних слоях пятислойный пласт содержит подвижную нефть и связанную воду, а нижний пятый пропласток насыщен водой.

$Q$ , тыс. м <sup>3</sup>	$q$ , м <sup>3</sup>			$\Theta$ , %			$Q_D$ , тыс. м <sup>3</sup>		
	I	II	ГС	I	II	ГС	I	II	ГС
7,50	15	0	15	90,0	0	90,0	1,38	0	1,38
10,00	15	0	15	91,3	0	91,3	1,61	0	1,61
15,00	15	0	15	92,9	0	92,9	2,03	0	2,03
20,00	15	0	15	94,1	0	94,1	2,32	0	2,32
25,00	15	0	15	94,8	0	94,8	2,60	0	2,60
30,00	15	0	15	95,4	0	95,4	2,84	0	2,84
40,00	15	0	15	96,2	0	96,2	3,27	0	3,27
50,00	15	0	15	96,8	0	96,8	3,61	0	3,61
60,00	15	0	15	97,2	0	97,2	3,91	0	3,91
75,00	15	0	15	97,6	0	97,6	4,30	0	4,30

Табл. 1. Характеристики работы ГС без форсировки.

Исходный (не форсированный) дебит скважины составляет 10 м<sup>3</sup>/сут., при котором расчеты выполнены за период времени 860 суток до 90 %-й обводненности продукции. Далее скважина переводится на режим ФОЖ. В качестве примера, результаты расчетов приведены на момент времени, когда из пласта было отобрано 30000 м<sup>3</sup> нефти, а форсированный отбор жидкости составлял 200 м<sup>3</sup>/сут., т.е. при 20-кратной форсировке.

При циклической работе скважины необходимо выбрать как период работы, так и время её простоя. Очевидно, в период простоя происходит растекание конуса подошвенной воды, поднявшегося к интервалу перфорации скважины. Этот процесс идет достаточно медленно из-за высокой вязкости нефти с неразрушенной структурой. В то же время, при пуске скважины в работу конус поднимается значительно быстрее не только за счет величины градиента давления, но и за счет того, что в окрестности скважины в этом случае вытесняемая нефть имеет разрушенную структуру, т.е. более подвижна. Поэтому период простоя скважины должен быть больше времени ее работы.

Проведены две серии вычислительных экспериментов. В первой серии период  $\tau_2$  простоя скважины в два раза больше периода  $\tau_1$  ее работы при форсированном режиме, а во второй –  $\tau_2 = 4\tau_1$ .

На рисунке 1 показано влияние периода работы скважины на изменение (в процентах) нефтеотдачи пласта (линии 1, 1'), блоков (линии 2, 2') и трещин (линии 3, 3'), отнесенные к соответствующим значениям нефтеотдачи при ФОЖ на стационарном режиме (базовый вариант). Кривые 1, 2, 3 и 1', 2', 3' – результаты расчетов в первой и второй сериях экспериментов, соответственно.

Из рисунка видно, что нефтеотдача пласта возрастает с уменьшением продолжительности периода работы скважины  $\tau_1$  и увеличением периода простоя  $\tau_2$ . Так, в первой серии экспериментов прирост отобранной из пласта нефти составил 5,4 % при  $\tau_1 = 5$  сут. и 10,2 % при  $\tau_1 = 0,25$  сут., а во второй серии – 10,2 % и 13,7 %, соответственно. В то же время, при  $\tau_1 > 2$  сут. увеличение длительности периода работы скважины приводит к весьма медленному снижению прироста нефтеотдачи пласта. Например, этот прирост отличается при  $\tau_1 = 2$  и 5 сут. на 0,2 пункта как в первой, так и во второй серии экспериментов.

Нефтеотдача трещин, наоборот, снижается с уменьшением  $\tau_1$ , что связано с усилившимся перетоком нефти из блоков в трещины. Более того, если при  $\tau_1 = 5$  сут. она больше на 2 % (в первой серии), то при  $\tau_1 = 0,25$  сут. она

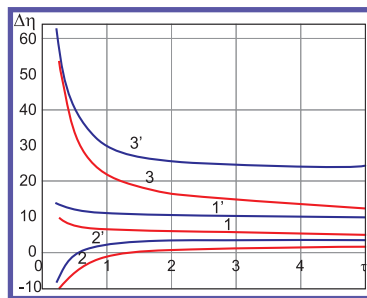


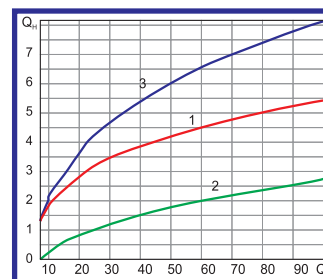
Рис. 1. Зависимости прироста нефтеотдачи  $\Delta\eta$  (%) пласта (1, 1'), трещин (2, 2') и блоков (3, 3') от периода  $\tau_1$  (сут.) работы скважины. Кривые 1, 2, 3 и 1', 2', 3' – первая и вторая серии экспериментов, соответственно.

меньше нефтеотдачи трещин базового варианта на 9,8 %.

Циклический режим приводит к значительному увеличению нефтеотдачи блоков. Так, в первой серии экспериментов её прирост составил 12,6 % при  $\tau_1 = 5$  сут. и 53,9 % при  $\tau_1 = 0,25$  сут., а во второй серии – 24,6 % и 56,7 %, соответственно. Это, несомненно, связано с работой упругих сил и существенным ростом перетоков между блоками и трещинами.

Так как функция  $\Delta\eta(\tau_1, \tau_2)$  стремится к максимуму при

Рис. 2. Зависимость количества добытой нефти  $Q_H$  (тыс. т) от объема  $Q$  (тыс. т) извлеченной жидкости при  $K_\phi = 30$ : 1 – группа I, 2 – группа II, 3 – ГС.



наименьших значениях  $\tau_1$  с увеличением  $\tau_2$ , выбор оптимального циклического режима работы скважины

по одному критерию – максимум нефтеотдачи пласта – не может быть сделан однозначно. Для решения этого вопроса необходимо уточнить критерий оптимальности, включив в него дополнительные условия. С другой стороны, циклическое воздействие на пласт в широком диапазоне изменения периодов  $\tau_1$  и  $\tau_2$  обеспечивает увеличение его нефтеотдачи. При этом следует стремиться по возможности уменьшить  $\tau_1$  и увеличить  $\tau_2$ . Это, между прочим, приведет и к уменьшению отборов жидкости.

**Анализ процесса фильтрации при ФОЖ горизонтальной скважиной (ГС).** Проведена серия вычислительных экспериментов для исходных условий, близких к параметрам горизонтальной скв. 38234Г. Согласно данным ГИС по всей длине ствола ГС пласт весьма неоднороден: он имеет участки с высокой проницаемостью, участки с меньшей на порядок проницаемостью и слабопроницаемые участки. Высокопроницаемые участки объединим в первую группу, участки со средней проницаемостью – во вторую группу, а слабопроницаемые участки – в третью группу. При этом средневзвешенная проницаемость участков третьей группы более чем на порядок меньше средневзвешенной проницаемости участков второй группы. Очевидно, доля дебита, полученная с участков ствола скважины третьей группы, весьма мала и ею можно пренебречь. Таким образом, дебит скважины формируется за счет участков двух первых групп.

Численные расчеты проводились при следующих исходных данных. Трещиновато – пористый пласт состоит из трех слоев. Верхний слой вскрыт добывающей ГС на расстоянии 2,5 м от кровли пласта. Первая группа участков имеет длину  $L_I = 25$  м, вторая  $L_{II} = 40$  м. Два верхних слоя содержат подвижную нефть и связанную воду, а ниж-

$Q$ , тыс. м <sup>3</sup>	$q$ , м <sup>3</sup>			$\Theta$ , %			$Q_H$ , тыс. м <sup>3</sup>		
	I	II	ГС	I	II	ГС	I	II	ГС
7,50	15	0,00	15,00	90,0	0,00	90,0	1,38	0,00	1,38
10,41	450	68,00	518,00	81,5	51,30	77,5	1,93	0,32	2,25
16,49	450	112,00	562,00	89,2	72,60	85,9	2,36	0,70	3,06
22,81	450	120,00	570,00	92,1	80,70	89,7	3,08	1,00	4,08
29,26	450	132,00	582,00	93,6	84,70	91,6	3,42	1,25	4,67
35,80	450	140,00	590,00	94,4	87,50	92,8	3,72	1,46	5,18
49,14	450	152,00	602,00	95,5	90,80	94,3	4,21	1,82	6,03
62,84	450	172,00	622,00	96,1	92,70	95,2	4,63	2,12	6,75
76,98	450	180,00	630,00	96,7	94,20	96,0	5,00	2,39	7,39
98,32	450	192,00	642,00	97,2	95,50	96,7	5,45	2,72	8,17

Табл. 2. Характеристики работы ГС при  $K_\phi = 30$ .

ний содержит только воду. Разность плотностей воды и нефти равна  $200 \text{ кг/м}^3$ ; вязкость воды –  $1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , вязкость нефти –  $\mu_2 = 150 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  для неразрушенной структуры и  $\mu_1 = 30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  для разрушенной структуры,  $X_d = 0,01 \text{ м/сут.}$ ,  $X_D = 0,005 \text{ м/сут.}$

Фильтрационно-емкостные параметры слоев: толщина –  $15 \text{ м}, 3 \text{ м}, 2 \text{ м}$ ; пористость блоков –  $0,15, 0,1, 0,1$ , пористость трещин –  $0,03, 0,02, 0,1$ ; средневзвешенная абсолютная проницаемость блоков для участков I-ой группы –  $0,64, 0,001, 0,1 \text{ мкм}^2$ , для участков II-ой группы –  $0,08, 0,0002, 0,1 \text{ мкм}^2$ ; абсолютная проницаемость трещин для I-ой группы –  $1,1, 0,01, 0,1 \text{ мкм}^2$ ; для II-ой группы –  $0,14, 0,002, 0,1 \text{ мкм}^2$ ; связанная водонасыщенность блоков –  $0,2, 0,2, 0$ ; трещин –  $0,1, 0,1, 0$ ; предельная водонасыщенность блоков –  $0,8, 0,8, 1$ ; трещин –  $0,9, 0,9, 1$ ; фазовые проницаемости – кубические для блоков и линейные для трещин.

Во всех вычислительных экспериментах исходный нефторсированный дебит ГС равен  $15 \text{ м}^3/\text{сут.}$  В Табл. 1 приведены основные показатели работы (дебит скважины  $q$ , обводненность  $\Theta$ , количество  $Q_H$  накопленной нефти) для I-ой, II-ой групп участков и всего ствола ГС в зависимости от количества  $Q$  добытой жидкости (колонка 1). В данном случае дебит II-ой группы участков практически равен нулю, так что разработка ведется только за счет участков I-ой группы.

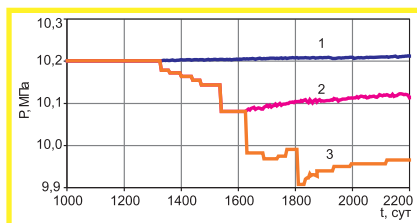
С целью оценки влияния форсировки на работу участков I-ой и II-ой групп расчеты проводились при фиксированном дебите  $q_I$  I-ой группы. Так как перепад давления существенно снижается по мере роста обводненности дебита, а обводнение участков обеих групп происходит асинхронно, то дебит  $q_{II}$  является переменным. Коэффициент  $K_\phi$  форсировки задается как отношение  $q_I^\phi/q_I$ . Расчеты выполнены при  $K_\phi = 5, 10, 20$  и  $30$ . Результаты расчетов для последнего варианта приведены в Табл. 2.

Анализ результатов расчетов показывает, что дебит  $q_{II}$  увеличивается со временем и к концу разработки пласта возрастает почти в три раза по сравнению с начальным этапом. В результате его доля в суммарном дебите ГС монотонно изменяется от  $13\%$  до  $30\%$ . Обводненность  $I_{II}$  участков II-ой группы все время остается ниже  $I_I$ . По мере выработки пласта это различие хоть и уменьшается, но все равно составляет несколько пунктов. Именно это приводит к снижению обводненности всей ГС.

Рис. 2 иллюстрирует вклад участков I-ой и II-ой групп в накопленное количество нефти, полученное с помощью ГС, в зависимости от количества отобранной жидкости при  $K_\phi = 30$ .

Как видно из Табл. 2, доля накопленной нефти за счет подключения участков II со временем возрастает и достигает трети от величины  $Q_H$ . Величина этой доли зависит от интенсивности форсировки. Она составляет  $27\%$ ,  $27\%$ ,  $30\%$  и  $33\%$  при  $K_\phi = 5, 10, 20$  и  $30$  соответственно, т.е. чем больше форсировка, тем больше доля накопленной нефти за счет подключения участков II. Это связано с тем, что по

Рис. 3. Графики изменения забойного давления  $P$  в скважине W37998: 1 – базовый вариант, 2 и 3 – перевод на ФОЖ первых 4<sup>х</sup> и все 8 скважин (Табл. 3).



мере увеличения депрессии растет работающая часть ствола скважины благодаря преодолению предельного градиента давления.

Таким образом, проведенные исследования показывают, что ФОЖ ГС позволяет существенно повысить нефтеотдачу трещиновато-пористого пласта как за счет участков первой группы, так и за счет подключения к разработке участков с меньшей проницаемостью, т.е. увеличения эффективной длины горизонтального участка скважины. Кроме того, этот эффект приводит к некоторому снижению обводненности ГС. Наибольший прирост нефтеотдачи достигается при максимально возможной форсировке отбора жидкости.

**ФОЖ при работе системы скважин.** Анализ взаимодействия скважин при форсированном отборе жидкости проведен на примере участка 303-й залежи, содержащего 9 добывающих скважин. Площадь участка –  $1,25 \text{ км}^2$ . Средняя толщина пласта –  $24,5 \text{ м}$ . Пласт состоит из трёх пропластков. При этом нижний пропласток – водоносный. Запасы нефти в рассматриваемой области на начальный момент времени составляют  $469100 \text{ м}^3$ . Начальный объем пор в пласте –  $3266500 \text{ м}^3$ . Фильтрационно-емкостные параметры трещиновато-пористого пласта отвечают параметрам рассматриваемого участка. Проницаемость слабопроницаемого пропластка подбиралась с помощью специально проведенных вычислительных экспериментов таким образом, чтобы темп обводнения скважин соответствовал промысловым данным. Скважины работают в режиме заданного дебита.

Вычислительные эксперименты проводились с целью оценки взаимовлияния скважин при ФОЖ и влияния такого режима работы скважин на нефтеотдачу пласта.

В таблице 3 приведены значения начальных дебитов (второй столбец), а также форсированные дебиты и моменты перевода скважин на ФОЖ.

На рисунке 3 показан график изменения забойного давления на наблюдательной (не форсируемой) скважине W37998. Здесь хорошо прослеживается некоторое сниже-

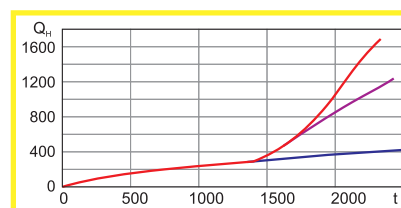


Рис. 4. Количество добытой нефти при переводе скважин на режим ФОЖ: 1 – базовый вариант, 2 – ФОЖ 1, 3 – ФОЖ 2.

ние давления, вызванное переводом других скважин на форсированный режим. Например, при переводе скважины W37984 на ФОЖ ( $t = 1535 \text{ сут.}$ ) давление упало на  $0,07 \text{ МПа}$ , затем – на  $0,08 \text{ МПа}$  при  $t = 1625 \text{ сут.}$  (перевод скв. W17550 на ФОЖ) и на  $0,05 \text{ МПа}$  при  $t = 1805 \text{ сут.}$  (перевод скв. W37983 на ФОЖ). Отметим, что на графике забойного давления нашли четкое отображение влияние перевода на ФОЖ только ближайших скважин. Аналогичная картина наблюдается на всех скважинах.

Проанализированы значения обводненности  $\Theta$ , накопленных количеств жидкости  $Q$  и нефти  $Q_H$ , а также забойного давления  $P$  по каждой скважине на моменты, предшествующие переводу очередной скважины на форсированный отбор. Перевод скважины на ФОЖ приводит к смещению границы разделения потоков между скважинами и увеличению области, в которой линии тока направ-

Скважина \ t, сут.	q	1325	1395	1465	1535	1625	1685	1745	1805
W35878	5	136							
W37984	6				132				
W37969	9			114					
W35877	10		90						
W35854	4,1							80	
W37985	10					125			
W17550	27,7				250				
W37983	8								250
W37998	5								

Табл. 3. Дебиты скважин ( $q$ , м<sup>3</sup>/сут.) в моменты ( $t$ , сут.) их перевода на ФОЖ.

лены к рассматриваемой скважине. Область «питания» соседних скважин сужается, что приводит к увеличению скорости фильтрации в этой области и, как следствие, к некоторому увеличению зоны, содержащей нефть с разрушенной структурой. В свою очередь, уменьшение вязкости нефти приводит к увеличению ее доли в фильтрационном потоке. В результате обводненность соседних скважин несколько снижается.

Количество добытой нефти со всего участка в зависимости от времени показано на Рис. 4. Увеличение отбора нефти более чем в 3,6 раза обусловлено как темпом отбора жидкости из пласта за счет форсировки, так и значительным увеличением количества нефти в суммарном объеме добытой жидкости.

Таким образом, данный анализ показывает, что перевод скважин на ФОЖ оказывает положительное влияние на добычу нефти и обводненность других скважин, не переведенных на такой режим работы. Увеличение темпа отбора жидкости из пласта может привести к некоторому падению давления в нем, которое, вероятнее всего, зависит от проницаемости водоносного слоя. ФОЖ позволяет весьма существенно увеличить нефтеотдачу пласта.

**Выводы.** Установленный на основе экспериментальных исследований на скважинах механизм увеличения нефтеотдачи при ФОЖ получил подтверждение на основе математического моделирования процесса с учетом неьютоновских свойств нефти, двойной пористости и наличия подошвенной воды. Анализ результатов вычислительных экспериментов показал:

- циклические режимы ФОЖ обеспечивают увеличение коэффициента нефтеизвлечения, причем технологический эффект процесса тем выше, чем меньше время отбора жидкости и больше продолжительность простоя скважины;

- характер проявления неьютоновских свойств нефтей наиболее наглядно иллюстрируется на примере горизонтальных скважин: при переводе ГС на режим ФОЖ увеличивается работающая длина ствола скважины благодаря преодолению предельного градиента давления на участках с низкой проницаемостью пластов. Следствием этого является снижение обводненности дебита ГС и увеличение коэффициента нефтеизвлечения;

- перевод отдельных скважин участка на режим форсированного отбора не оказывает отрицательного влияния на работу окружающих их скважин. Более того, за счет изменения фильтрационных потоков обводненность продукции последних может и снижаться;

- эффективность ФОЖ увеличивается с ростом степени форсировки.

## Литература

Базин А.А., Бакулин В.Е., Величко О.М. и др. Методика и пакет программ НИМФА как инструмент создания постоянно действующих моделей бассейна подземных вод. Наука – фундамент решения проблем технологического развития России. *Сб. статей всемирного семинара*. Казань: ООО «ТАНДЕМ». 2006. 122 – 146.

Базин А.А., Бакулин В.Е., Величко О.М. и др. Применение пакета программ НИМФА для моделирования нефтяных месторождений. Супервычисления и математическое моделирование. *Тезисы X Международного семинара*. Саров. 2008. 26 – 27.

Дияшев Р.Н., Хисамов Р.С., Кандаурова Г.Ф. и др. Форсированный отбор жидкости в карбонатных коллекторах с двойной пористостью. *НХ*. №6, 2007. 77 – 81.

Дияшев Р.Н. Краткая информация о работе членов Волго-Камского регионального отделения РАЕН. *Сб. докладов «Роль науки при расширении сферы деятельности нефтяников Татарстана»*. Азнакаево. 2008. 40 – 60.

R.N. Diyashev, R.S. KHisamov, A.N. Chekalin, V.M. Konyukhov. **Forced fluid extraction from fractured and porous reservoir with non-newtonian oil and bottom water.**

An influence of the forced fluid extraction on the oil recovery factor of fractured and porous reservoir, saturated with non-Newtonian oil and bottom water, is studied by mathematical and computer simulations. The results of investigation of cyclic regime of the isolated vertical well are presented. An influence of the forced extraction on the exploitation characteristics both isolated horizontal well and system of vertical wells is numerically studied.

*Key words:* mathematical modeling, filtration, fractured and porous reservoir, Non-Newtonian oil, bottom water, forced extraction, oil recovery factor.

**Расим Нагимович Дияшев**  
профессор, член РАЕН, Советник генерального директора ООО «ТНГ-Групп».

423450, Россия, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул.Ленина, д. 75.  
Тел.: (85594) 4-23-15.



**Чекалин Анатолий Николаевич**  
д.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник НИИММ им. Н.Г. Чеботарева Казанского государственного университета. Научные интересы: численные методы, многофазная многокомпонентная фильтрация.

420008, Россия, Казань, ул. Университетская, 17.  
Тел./Факс: (843) 292-75-24 / 238-22-09.



**Конохов Владимир Михайлович**  
д.ф.-м.н., профессор кафедры прикладной математики Казанского государственного университета. Научные интересы: численные методы, многофазные течения в пористых средах и скважинах.

420008, Россия, Казань, ул. Университетская, 17.  
Тел./Факс: (843) 292-75-24 / 238-22-09.

