

УДК: 532.685; 553.98

*Н.В. Нефёдов<sup>1</sup>, М.Ю. Гарнышев<sup>2</sup>, А.Г. Егоров<sup>2</sup>, А.В. Калмыков<sup>2,3</sup>, А.Б. Мазо<sup>2</sup>**<sup>1</sup>ОАО «РИТЭК» НГДУ «ТатРИТЭКнефть», Нурлат, fax@tatritek.ru**<sup>2</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, amazo@ksu.ru**<sup>3</sup>ООО «НПП «Чёрный ключ», Казань, blackey@inbox.ru*

# МОНИТОРИНГ ТУРНЕЙСКОЙ ЗАЛЕЖИ МЕЛЬНИКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СРЕДСТВАМИ ПЬЕЗОМЕТРИИ И ФИЛЬТРАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

В статье рассмотрен способ оценки эффективности системы заводнения массивной залежи карбонатного типа, основанный на ее пьезометрии и фильтрационном моделировании. Предложена нетрадиционная модель двухфазной фильтрации, учитывающая сброс воды из пласта через трещиноватую подошву. Изложенный материал стимулирует дальнейшее развитие теории и практики нестационарного заводнения.

*Ключевые слова:* пьезометрия скважин, фильтрационное моделирование, нестационарное заводнение массивной залежи.

## 1. Введение

Заводнение как средство управления разработкой нефтяных месторождений широко применяется для пластово-сводовых залежей (Муслимов, 2002). В ряде случаев этот метод применяется и для карбонатных залежей массивного типа с высокой вязкостью насыщающего флюида. Целью заводнения резервуаров такого типа является поддержание пластового давления (ППД).

Успешное решение этой задачи в промышленной практике осложняется тем, что строение массивных залежей и малая подвижность высоковязкой нефти провоцируют сток внедряемого агента в подстилающую пласт водоносную часть геологической структуры. Выбор эффективного режима заводнения, обеспечивающего ППД, требует глубокого понимания происходящих в пласте гидродинамических процессов, что невозможно без комплексного подхода к мониторингу месторождения в процессе его разработки.

В данной статье предлагается подход, сочетающий пьезометрические наблюдения на опорных скважинах и расчет полей давления, насыщенности и скорости фильтрации двухфазного флюида с помощью фильтрационной модели, применяемый для оценки эффективности заводнения на примере турнейской залежи Рыбного поднятия Мельниковского месторождения (Рис. 1).

## 2. История разработки залежи и пьезометрия скважин

Отложения турнейского яруса представлены кизеловским, черепетским, упинским и малевским горизонтами при следующих средних геолого-физических характеристиках: общая толщина 31 м; эффективная нефтенасыщенная толщина 15 м; нефтенасыщенность 68 %; пористость 11 %; проницаемость 0.1 мкм<sup>2</sup>; вязкость флюида 85 мПа·с. При этом скважинами вскрыты два верхних (кизеловский и черепетский) горизонта, гидродинамически связанных между собой.

К разработке залежи приступили в 2004 – 2005 гг. вводом скважин №№2505, 2506, 2507, 2508, 2509, 2510 в эксплуатацию. В июле 2006 года на поднятии организована

внутриконтурная система заводнения путем перевода скважины №2508 под нагнетание вытесняющего агента.

В процессе разработки дебиты добывающих скважин варьировались в пределах 5÷14 м<sup>3</sup>/сут при обводненности продукции не более 5 %. Приемистость нагнетательной скважины №2508 составляла 80÷100 м<sup>3</sup>/сут при давлении на забое порядка 15 МПа. При этом согласно промыслово-геофизическим исследованиям колонна скважины герметична, а весь внедряемый агент (сточная вода плотностью 1.16·10<sup>3</sup> кг/м<sup>3</sup>) неравномерно поступает в открытую часть ствола. Однако, несмотря на адресность закачки, ее явного влияния на режимы работ добывающих скважин не последовало.

Для оценки эффективности системы ППД в 2007 году на поднятии начаты работы по мониторингу залежи средствами пьезометрии и фильтрационного моделирования.

Пьезометрические наблюдения организованы на трех скважинах №№2505, 2508, 2509 (опорные скважины) путем внедрения дистанционных манометров на забой и передачи информации по кабельной линии на устьевой микроконтроллер. Измерительные средства обладают разрешающей способностью 10<sup>-4</sup> МПа, с пределами основной приведенной погрешности ±0.25 % и позволяют вести пьезометрический мониторинг с интервалом дискретизации между замерами от 1 мин.

## 3. Фильтрационная модель и ее адаптация

Рассматриваемый резервуар неоднороден по вертикали. Статистическая обработка кернового материала показала, что распределение проницаемости по толщине подчиняется логнормальному закону со средней проницаемостью  $\langle k \rangle = 0.11$  мкм<sup>2</sup> и среднеквадратичным отклонением  $\sigma = 1.92$ . При этом 95 % границы нормального отклонения определяют отношение максимальной и минимальной проницаемости величиной  $\exp(3.92\sigma) \approx 2 \cdot 10^3$ .

Среднее значение  $\langle k \rangle$  задает проницаемость пласта в горизонтальном направлении, а величина  $\langle k^1 \rangle^{-1}$  – его проницаемость по вертикали. Их отношение составляет

$$\langle k \rangle / \langle k^1 \rangle^{-1} = \exp(\sigma^2) \approx 40.$$

Для оценки возможности применения упрощенной

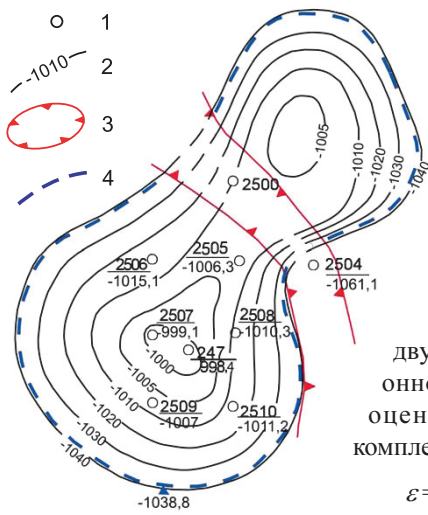


Рис. 1. Структурная карта по кровле  $C_{II}$ . 1 – Номер скважины/Абсолютная отметка кровли, 2 – Изогипсы кровли, 3 – Зона развития вреза, 4 – Контур нефтеносности.

двумерной фильтрационной модели объекта оценим безразмерный комплекс

$$\varepsilon = \langle k \rangle H^2 / \langle k^{-1} \rangle^{-1} L^2,$$

где  $L$  – характерное расстояние между скважинами,  $H$  – средняя толщина пласта. Принимая  $L=400$  м,  $H=30$  м, получаем  $\varepsilon=0.22$ . Малость параметра  $\varepsilon$  позволяет пренебречь вертикальными фильтрационными потоками и использовать осредненные по мощности уравнения двухфазной фильтрации.

Заметим, что этот вывод сделан без учета реальной трещиноватости рассматриваемой залежи. Очевидно, что наличие вертикальных трещин снизит различие между  $\langle k \rangle$  и  $\langle k^{-1} \rangle^{-1}$ , уменьшит значение  $\varepsilon$  вследствие чего осредненная модель будет тем более применима. Более того, при рассмотрении медленных, квазистационарных процессов изменения давления в резервуаре можно пренебречь быстрыми процессами массообмена между блоками и трещинами. Это приводит к гомогенной модели равно пригодной для трещиновато-порового либо порового коллектора (Баренблатт и др., 1984). Основным параметр этой модели – проницаемость – в обоих случаях является адапционным.

Уравнение для давления  $p(x, y, t)$  в пласте, вскрытом системой  $N_w$  вертикальных скважин с дебитами  $q_k(t)$ ,  $k = 1.. N_w$  имеет вид (Азиз и др., 1982; Баренблатт и др., 1984)

$$\beta H \frac{\partial p}{\partial t} + \text{div } H \vec{v} - V_b = \sum_{k=1}^{N_w} \delta(x - x_k) \delta(y - y_k) q_k, \quad (1)$$

$$\vec{v} = -\sigma(s) \nabla p, \quad \sigma = \frac{k}{\mu}, \quad \frac{1}{\mu} = \frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_o}{\mu_o},$$

где  $\beta$  – упругость;  $k$  – абсолютная проницаемость пласта;  $\mu_o, \mu_w$  – вязкости нефти и воды;  $k_o(s), k_w(s)$  – относительными фазовые проницаемости фаз;  $\vec{v}$  – скорость фильтрации флюида; а  $s \in [0, 1]$  – приведенная водонасыщенность, удовлетворяющая уравнению баланса воды

$$mH \frac{\partial s}{\partial t} + \text{div } (Hf(s) \vec{v}) - V_b = \sum_{k=1}^{N_w} \delta(x - x_k) \delta(y - y_k) f(s) q_k(t); \quad (2)$$

$$f(s) = \frac{k_w(s)}{k_w(s) + K_{\mu} k_o(s)}, \quad K_{\mu} = \frac{\mu_w}{\mu_o}.$$

Здесь  $f(s)$  – доля воды в суммарном потоке (функция

Бакляя-Левретта);  $m$  – пористость; скважины представлены точечными источниками (стоками) интенсивности  $q_k(t)$ , их положение  $(x_k, y_k)$  в плане задается с помощью  $\delta$  – функции Дирака.

Модель (1), (2) отличается от традиционных уравнений двухфазной фильтрации наличием скорости  $V_b$ , моделирующей сброс воды из пласта через трещиноватую подошву в подстилающий водоносный коллектор. Данная модификация фильтрационной модели была введена после многочисленных неудачных попыток воспроизвести историю разработки месторождения, применяя лишь обычные приёмы адаптации – изменение параметров призабойной зоны скважин (Каневская, 2003).

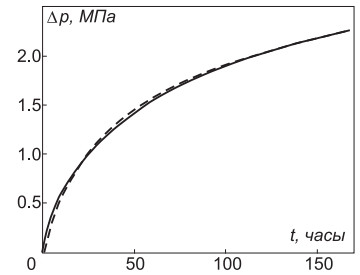
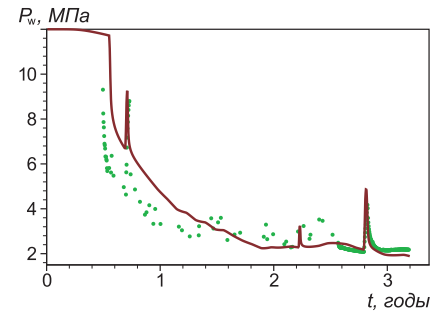


Рис. 2. Экспериментальная (сплошная линия) и теоретическая (пунктир) КВД (для проницаемости  $0.13$  мкм<sup>2</sup>) на примере скважины 2505.

Рис. 3. Воспроизведение истории разработки на примере скважины 2505 по фильтрационной модели (сплошная линия) в сравнении с данными пьезометрии (точки).



Подошва имеет толщину  $H_b$ , давление на ее нижней границе считается постоянным и равно гидростатическому  $p_{\Gamma}=12$  МПа. Предполагается, что подошва пронизана сетью (вертикальных) трещин, которые способны смыкаться и размыкаться при некотором критическом давлении  $p_* > p_{\Gamma}$ . В обычных условиях, когда  $p < p_*$ , трещины сомкнуты, и подошва непроницаема для жидкости. Если же в результате закачки воды в скважину давление  $p$  превысит  $p_*$ , трещины начнут раскрываться, и эффективная проницаемость подошвы станет равной  $k_b > 0$ . Это вызовет фильтрационный сток воды из пласта через подошву со скоростью

$$V_b = -\frac{k_b}{\mu_w} \frac{p - p_{\Gamma}}{H_b} h(p - p_*) h(s). \quad (3)$$

Функция Хевисайда  $h$  в формуле (3) показывает, что сток воды под залежь имеет место лишь при условии, что во флюиде над подошвой есть вода ( $s > 0$ ), а давление выше критического ( $p > p_*$ ). Экспериментальная оценка отношения  $k_b/H_b$  в принципе возможна, однако в типичных условиях недостатка информации представля-

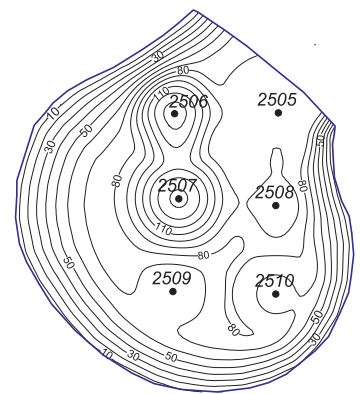


Рис. 4. Поле абсолютной проницаемости пласта ( $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>).

ется целесообразным считать его идентификационным параметром модели. Что касается критического давления раскрытия трещин  $p_*$ , то для его оценки можно воспользоваться формулой А.Н. Динника  $p_* = \lambda p_z$ , связывающей боковое давление в блоках  $p_b$  с вертикальной нагрузкой  $p_H = \rho_{II} g Z$  горных пород на глубине залегания  $Z$ . Коэффициент бокового распора  $\lambda$  выражается через коэффициент Пуассона  $\mu$  по формуле  $\lambda = \mu / (1 - \mu)$  (Попов и др., 2005). Полагая  $p_* = p_b = \lambda \rho_{II} g Z$ , и сравнивая его с гидростатическим давлением воды  $p_r = \rho_w g Z$ , получаем  $p_* / p_r = \lambda (\rho_{II} / \rho_w)$ , или

$$p_* = p_r \frac{\mu}{1 - \mu} \frac{\rho_{II}}{\rho_w} \quad (4)$$

По данным (Ржевский и др., 1984) плотность горных пород лежит в диапазоне  $\rho_{II} = 2.55 \cdot 10^3 \div 2.75 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>, а коэффициент Пуассона равен  $\mu = 0.2 \div 0.4$ . Для средних значе-

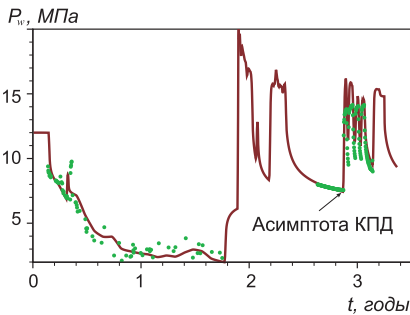


Рис. 5. Сравнение расчета (сплошная линия) и замеров (точки) забойного давления скважины 2508.

ний  $\rho_{II} = 2.6 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>,  $\mu = 0.3$  из (4) получаем  $p_* \approx 1.1 p_r$ , что при  $p_r = 12$  МПа дает критическое давление раскрытия трещин подошвы на уровне  $p_* \approx 13.3$  МПа. При адаптации модели этот параметр будет уточнен.

В качестве граничных условий по давлению задавались  $p = p_r$  на контуре нефтеносности и  $v_n = 0$  на врезе (Рис. 1); значение водонасыщенности  $s = 1$  задавалось на входных участках границы.

Для численного решения задачи (1)-(3), (4) применялась комбинация метода конечных элементов (неявная схема расчета давления) и конечных объемов (явная противопотоковая схема расчета водонасыщенности (Чекалин, 1982)) на треугольной неструктурированной сетке. Для обеспечения корректности расчета давления в окрестности точек-скважин применялся мультипликативный метод вы-

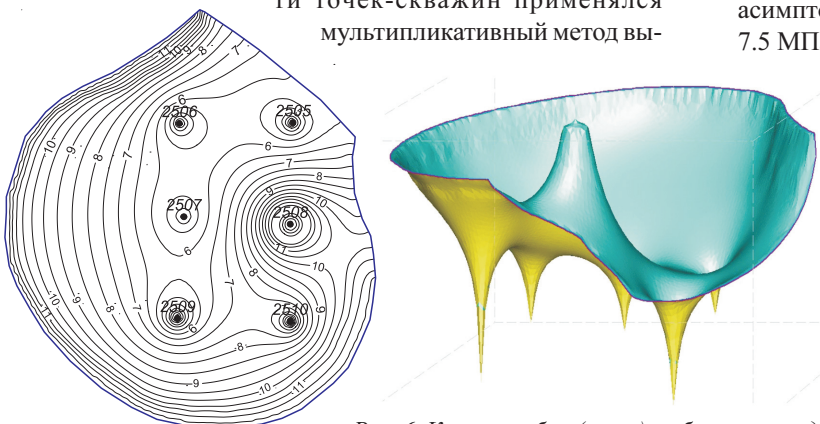


Рис. 6. Карта изобар (слева) и объемное представление поля давления по состоянию на январь 2008 г.

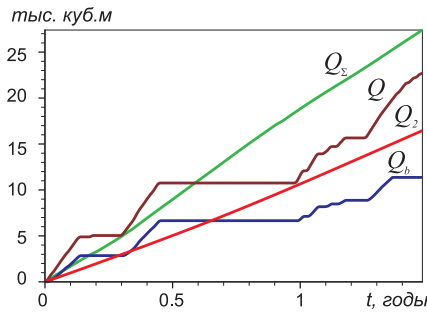


Рис. 7. Накопленные добыча  $Q_s$ , закачка воды в скважину  $Q$ , приток из-за контура  $Q_2$  и потери через трещиноватую подошву  $Q_b$

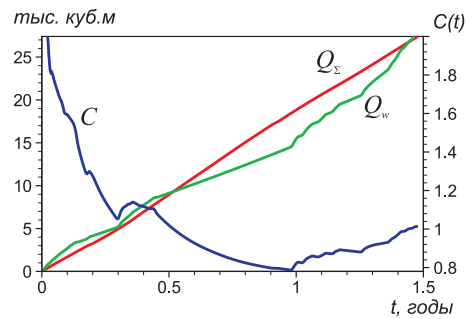


Рис. 8. Суммарный отбор жидкости  $Q_s$ , полный приток воды  $Q_w$  (шкала слева) и коэффициент компенсации  $C$  (шкала справа).

деления особенности (Чекалин и др., 2009).

Адаптация модели состояла в определении фильтрационных параметров основного коллектора и подошвы пласта и проводилась в три этапа (Каневская, 2003). На первом, предварительном этапе определялись значения гидропроводности  $kH/\mu$  в окрестности опорных скважин на основе кривых восстановления забойного давления, полученных с помощью дистанционных манометров. Удовлетворительное качество адаптации для скважины №2505 иллюстрирует рис. 2. Для оценки проницаемости  $k$  значения  $H$  задавались на основе геофизических данных, а  $\mu$  считалась равной вязкости нефти. Найденные значения  $k$  в окрестности скважин интерполировались для восстановления поля проницаемости  $k(x, y)$  во всей расчетной области.

На втором этапе адаптации модели это поле корректировалось так, чтобы результаты расчета (в частности, давления на забоях скважин) согласовывались с историей разработки месторождения до перевода скважины №2508 в июле 2006 г. под нагнетание. Итог этого этапа адаптации представлен на рис. 3 для скважины 2505 и оценивается как вполне удовлетворительный. Аналогичные результаты получены для других скважин; поле абсолютной проницаемости  $k(x, y)$  представлено на рис. 4.

На третьем этапе адаптации математической модели подбирались фильтрационные параметры  $k_b / (\mu_w H_b)$ ,  $p_*$  подошвы пласта, определяющие согласно (3), (4) скорость  $V_b$  стока части нагнетаемой через скважину 2508 воды под залежь. Сама необходимость моделировать сток через подошву вызвана тем, что при  $V_b = 0$  расчетное поле давления принципиально не согласуется с данными пьезометрии. Так, расчетное давление в межскважинном пространстве оказывается равным 9.2 МПа, тогда как измеренная асимптота кривой падения давления (КВД) не превышает 7.5 МПа (Рис. 5). Кроме того, в этом случае теоретическая кривая забойного давления на нагнетательной скважине в период циклической закачки (сентябрь – ноябрь 2008 г.) лежит выше экспериментальной в среднем на 2 МПа.

Если же принять описанный выше механизм раскрытия/смыкания трещин с параметрами  $k_b = 3 \cdot 10^{-4}$  мкм<sup>2</sup>,  $H_b = 3$  м,  $p_* = 12.5$  МПа, удастся добиться удовлетворительного согласования расчетов с экспериментом не только по забойному давлению на нагнетательной скважине 2508 (Рис. 5), но и по давлению на добывающих скважинах, а также в межскважинном пространстве пласта (Рис. 6).



#### 4. Эффективность заводнения

Ниже приводятся основные интегральные характеристики разработки залежи, подсчитываемые по найденному решению фильтрационной модели.

Отбор жидкости из залежи (по «накопленной схеме») можно вычислить как сумму

$$Q_{\Sigma}(t) = - \sum_{k=1}^{N_w} \int_0^t q_k(\tau) h(-q_k) d\tau, \quad (5)$$

где за  $t = 0$  принят момент времени перевода скважины 2508 под нагнетание (июль 2006 г.);  $h$  – функция Хевисайда; дебит  $q_k$  добывающей скважины считается отрицательным.

После перевода скважины № 2508 под нагнетание замещение нефти водой и ППД обеспечивается двумя механизмами.

1) Закачка агента в пласт через нагнетательную скважину

$$Q_1(t) = Q - Q_b, \quad Q(t) = \int_0^t q(\tau) d\tau, \\ Q_b(t) = \iint_{0D} V_b h(V_b) dx dy d\tau, \quad (6)$$

где  $q(t) \geq 0$  – её дебит,  $Q(t)$  – объем закачанной за время  $t$  воды;  $Q_b(t)$  – объем воды, ушедшей под залежь.

2) Естественный баланс воды на контуре

$$Q_2(t) = - \iint_{0\Gamma} v_n H d\Gamma d\tau, \quad v_n = - \sigma \frac{\partial p}{\partial n}, \quad (7)$$

где  $n$  – внешняя к границе  $\Gamma$  нормаль. Заметим, что скорость  $v_n$  на отдельных участках контура нефтеносности может иметь разные знаки.

Общий коэффициент компенсации отбора жидкости закачкой и законтурной водой равен  $C(t) = Q_w / Q_{\Sigma}$ ,  $Q_w = Q_1 + Q_2$ .

Для оценки эффективности закачки вытесняющего агента в скважину 2508 были произведены модельные расчеты, воспроизводящие историю разработки. На рисунке 7 приведены графики функций  $Q_{\Sigma}(t)$ ,  $Q(t)$ ,  $Q_2(t)$  и  $Q_b(t)$  за период с июля 2006 г. по декабрь 2007 г, вычисленные по результатам расчетов и формулам (5)-(7). Видно, что производительный объем закачки  $Q_1 = Q - Q_b$  составляет около 38 % от общего объема  $Q$ .

Компенсацию отбора жидкости закачкой и законтурной водой иллюстрирует рисунок 8.

Специальные расчеты были сделаны и для сравнения стационарного и циклического режимов заводнения в течение трех лет после перевода скважины 2508 под нагнетание. Дебиты добывающих скважин в вычислительном эксперименте были зафиксированы на уровне, достигнутом на июль 2006 года. Нагнетательная скважина 2508 в стационарном режиме обеспечивала закачку 100 м<sup>3</sup>/сут, а в циклическом – тот же объём, но с интервалом заводнения в 1 месяц. Основные результаты расчета сведены в таблицу. Видно, что производительность закачки в циклическом режиме существенно выше. При этом коэффициенты компенсации  $C$  в обоих случаях близки к единице,

Режим заводнения	$C$	$Q$ , тыс. м <sup>3</sup>	$Q_b$ , тыс. м <sup>3</sup>	$\frac{1-Q_b}{Q}$
Стационарный	1.1	111.0	83.7	0.25
Циклический	1.0	55.5	33.0	0.40

Табл. Сравнение характеристик стационарного и циклического режимов заводнения.

хотя объём  $Q$  внедряемого агента в периодическом режиме

вдвое меньше. Забойное давление на добывающих скважинах различается не значительно.

#### 5. Заключение

Комплексный мониторинг турнейской залежи Рыбно-го поднятия Мельниковского месторождения, основанный на непрерывной пьезометрии сети опорных скважин и применении фильтрационной модели, позволяет адекватно оценивать энергетическое состояние залежи, оценивать эффективность различных ГТМ, проводимых на скважинах и прогнозировать их последствия. В частности, оказалось, что циклический режим заводнения для ППД при наличии частичного стока внедряемого агента под залежь является экономически более выгодным, чем непрерывная закачка. Этот факт стимулирует дальнейшее развитие теории и практики нестационарного заводнения для ППД, которое до сих пор использовалось, главным образом, для продления безводного режима работы добывающих скважин (Чекалин и др., 2009).

Следует отметить, что построенная система мониторинга должна непрерывно сопровождать эксплуатацию залежи, обеспечивая поток экспериментальной информации с опорных скважин к фильтрационной модели резервуара. Это позволит оперативно реагировать на изменения режимных и фильтрационных показателей разработки, дополняя по мере необходимости математическую модель новыми механизмами фильтрации и адаптируя ее по новым данным пьезометрии.

#### Литература

- Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.: Недра. 1982. 408.
- Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в пористых пластах. М.: Недра. 1984. 208.
- Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. Москва-Ижевск: Ин-т компьютерных технологий. 2003. 128.
- Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Казань: Изд-во Казанск. ун-та. 2002. 596.
- Попов А.И., Головкина Н.Н., Исмаков Р.А. Определение коэффициента бокового распора пористых горных пород по промысловым данным. *Нефтегазовое дело*. 2005. www.ogbus.ru
- Ржевский В.В., Новик Г.Я. Основы физики горных пород. М.: Недра. 1984. 359.
- Чекалин А.Н. Численные решения задач фильтрации в водо-нефтяных пластах. Казань: Изд-во Казанск. ун-та. 1982. 208.
- Чекалин А.Н., Конохов В.М., Костерин А.В. Двухфазная многокомпонентная фильтрация в пластах сложной структуры. Казань: Изд-во Казанск. ун-та. 2009. 180.

N.V. Nefyodov, M.Yu. Garnyshev, A.G. Egorov, A.V. Kalmykov, A.B. Mazo. **Monitoring of Tournaisian stage of the Melnikovsky deposit by means of piezometry and filtration modeling.**

The method of estimation the effectiveness of the water flooding massive carbonate type deposits based on its piezometry and filtration modeling is considered. The non-traditional two-phase filtering model that takes into account the water run-off from the reservoir through a fractured bottom is suggested. The presented results stimulate the further investigations in theory and practice of non-stationary flooding.

*Key words:* piezometry of wells, filtration modeling, unsteady flooding of massive deposits.

Окончание статьи Н.В. Нефёдова, М.Ю. Гарнышева, А.Г. Егорова, А.В. Калмыкова, А.Б. Мазо «Мониторинг турнейской залежи...»

*Николай Валерьевич Нефёдов*  
Заместитель начальника НГДУ «ТатРИТЭКнефть» по геологии и разработке. Научные интересы: геология, разработка.

423040, РТ, г. Нурлат, ул. Ленинградская, д. 3, кв. 27.  
Тел.: (8345) 2-45-08.

*Александр Викторович Калмыков*  
Зав. лабораторией ГДИ НПП «Черный ключ»; инженер кафедры радиоэлектроники КФУ. Научные интересы: Гидродинамические методы ПНП.

422701, РТ, Высокогорский район, с. Высокая гора, ул. Полевая, д. 44, кв. 1. Тел.: (84365) 3-14-96.

*Марат Юрьевич Гарнышев*  
М.н.с. кафедры радиоэлектроники. Научные интересы: вычислительная гидродинамика, теория фильтрации.

420073, РТ, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 2/17, кв. 336.  
Тел.: (917) 225-33-60.

*Андрей Геннадьевич Егоров*  
Проф., д.ф.-м.н., зав. кафедрой аэрогидромеханики. Научные интересы: механика пористых сред.

*Александр Бенцианович Мазо*  
Проф. кафедры аэрогидромеханики, д.ф.-м.н. Научные интересы: выч. гидродинамика, тепломассообмен.

Казанский (Приволжский) федеральный университет.  
420008, РТ, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел.: (843) 231-52-30.