

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 мкм²; вязкость флюида 85 мПа·с. При этом скважинами вскрыты два верхних (кизеловский и черепецкий) 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 м³/сут при обводненности продукции не более 5 %. Приемистость нагнетательной скважины №2508 составляла 80÷100 м³/сут при давлении на забое порядка 15 МПа. При этом согласно промыслово-геофизическим исследованиям колонна скважины герметична, а весь внедряемый агент (сточная вода плотностью 1.16·10³ кг/м³) 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 забои и передачи информации по кабельной линии на устьевой микроконтроллер. Измерительные средства обладают разрешающей способностью 10⁻⁴ 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 $\langle k \rangle = 0.11$ мкм² 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

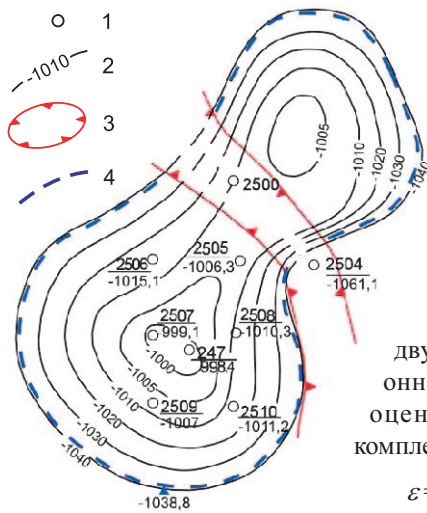


Рис. 1. Структурная карта по кровле C_{1r} . 1 – Номер скважины/Абсолютная отметка кровли, 2 – Изогипсы кровли, 3 – Зона развития вреза, 4 – Контур нефтеносности.

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 ε 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 ε 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). Основной 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 β – упругость; k – абсолютная проницаемость пласта; μ_o, μ_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

Баклея-Левверетта); m – пористость; скважины представлены точечными источниками (стоками) интенсивности $q_k(t)$, их положение (x_k, y_k) в плане задается с помощью δ – 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).

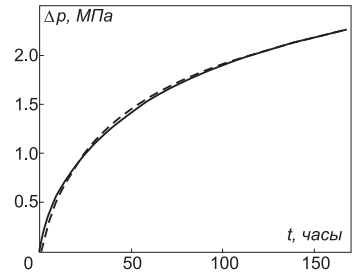
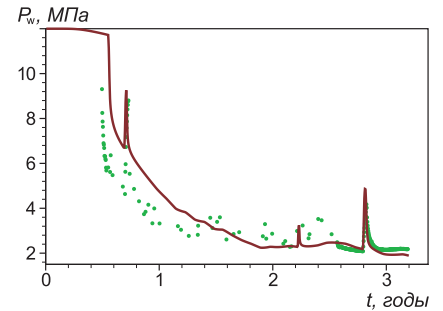


Рис. 2. Экспериментальная (сплошная линия) и теоретическая (пунктир) КВД (для проницаемости 0.13 мкм²) на примере скважины 2505.

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-

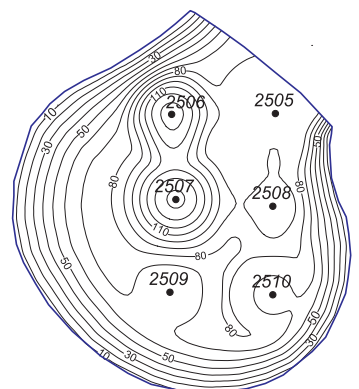


Рис. 4. Поле абсолютной проницаемости пласта (10^{-3} мкм²).

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 λ выражается через коэффициент Пуассона μ 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 $\rho_{II} = 2.55 \cdot 10^3 \div 2.75 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, а коэффициент Пуассона равен $\mu = 0.2 \div 0.4$. Для средних значе-

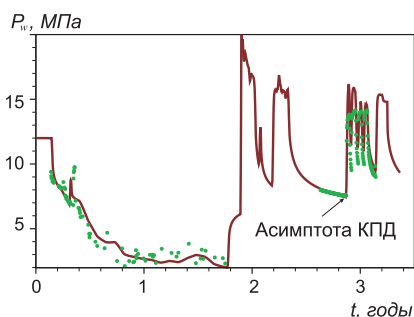


Рис. 5. Сравнение расчета (сплошная линия) и замеров (точки) забойного давления скважины 2508.

ний $\rho_{II} = 2.6 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, $\mu = 0.3$ из (4) получаем $p_* \approx 1.1 p_r$, что при $p_r = 12 \text{ МПа}$ дает критическое давление раскрытия трещин подошвы на уровне $p_* \approx 13.3 \text{ МПа}$. 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-

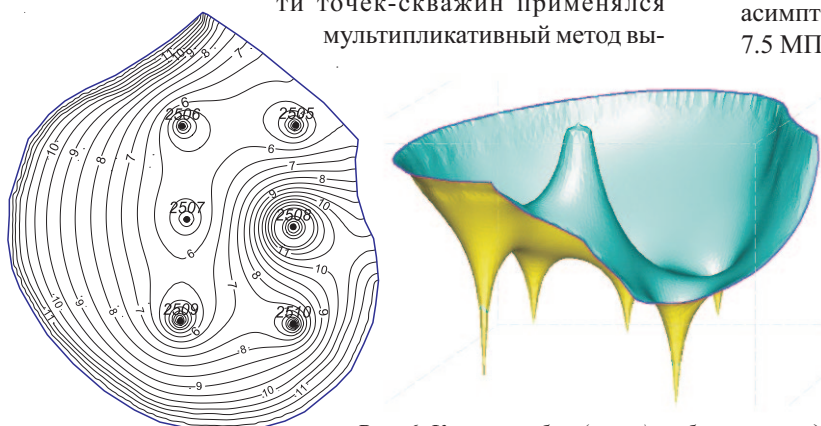


Рис. 6. Карта изобар (слева) и объемное представление поля давления по состоянию на январь 2008 г.

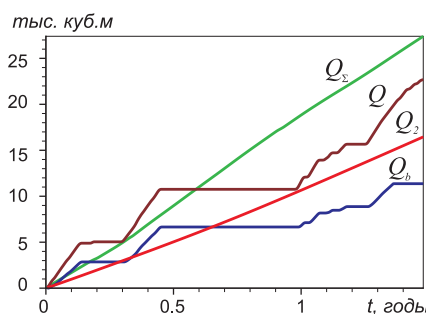


Рис. 7. Накопленные добыча Q_z , закачка воды в скважину Q , приток из-за контура Q_2 и потери через трещиноватую подошву Q_b

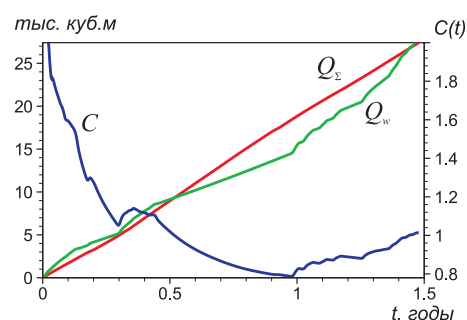


Рис. 8. Суммарный отбор жидкости Q_z , полный приток воды Q_w (шкала слева) и коэффициент компенсации C (шкала справа).

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/μ 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 μ 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 $k_b = 3 \cdot 10^{-4} \text{ мкм}^2$, $H_b = 3 \text{ м}$, $p_* = 12.5 \text{ МПа}$, 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

$$Q_1(t) = Q - Q_b, \quad Q(t) = \int_0^t q(\tau) d\tau, \quad (6)$$

$$Q_b(t) = \int_0^t \int_D V_b h(V_b) dx dy d\tau,$$

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

$$Q_2(t) = -\int_0^t \int_{\Gamma} v_n H d\Gamma d\tau, \quad v_n = -\sigma \frac{\partial p}{\partial n}, \quad (7)$$

где n – внешняя к границе Γ 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 м³/сут, а в циклическом – тот же объем, но с интервалом заводнения в 1 месяц. Основные результаты расчета сведены в таблицу. Видно, что производительность закачки в циклическом режиме существенно выше. При этом коэф-

Режим заводнения	C	Q, тыс. м ³	Q _b , тыс. м ³	$\frac{1-Q_b}{Q}$
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.

фициенты компенсации C в обоих случаях близки к единице, хотя объем Q внедряемого агента в периодическом режиме вдвое меньше. Забойное давление на добывающих скважинах различается не значительно.

5. Заключение

Комплексный мониторинг турнейской залежи Рыбного 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 жидкости 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 водонефтяных 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.

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН: РЕТРОСПЕКТИВА И ПЕРСПЕКТИВЫ

В статье раскрывается краткая история становления и развития нефтяной отрасли в Республике Татарстан. Показаны особенности геологоразведочных работ в республике с 30-х годов прошлого столетия. Рассмотрены проблемы в области геологического изучения и разработки месторождений, предложены направления их решения, и рассматриваются перспективы развития отрасли в республике.

Ключевые слова: геологоразведочные работы, разработка месторождений, геологическое изучение недр, нефтяная отрасль.

Республика Татарстан является одним из старейших нефтегазодобывающих районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Общие ресурсы углеводородов (нефть, природные битумы) в недрах Татарстана соизмеримы с суммарными запасами других нефтяных регионов Волго-Уральской провинции вместе взятых. Издавна эта территория привлекала внимание различных предпринимателей и геологов своими интенсивными поверхностными нефтепроявлениями в пермских отложениях. Однако глубокие горизонты Волго-Уральской провинции начали изучать в связи с поисками нефти сравнительно недавно – лишь с 30-х годов прошлого столетия. В 1933 г. составлена первая структурно-геологическая карта Ромашкинской площади. В 1934 г. Е.И. Тихвинской открыта Сармановская структура, расположенная севернее с.Шугурово, по казанским отложениям закартировано Ромашкинское поднятие, подтвержденное позднее структурным бурением по верхнему карбону. Совместными усилиями различных организаций выявлено свыше 100 положительных структур по верхнепермским, главным образом, казанским отложениям, которые стали благоприятными объектами последующих геологоразведочных работ – структурного бурения. Обобщение многочисленного фактического материала позволило А.М. Мельникову в 1940 г. составить структурную карту Татарстана (Рис. 1).

Начиная с 1938г по 1943г. структурное бурение проводилось на Булдырской, Шугуровской, Камско-Устьинской, Змиевской, Верхнеуслонской и Граханской структурах, на Камско-Устьинском, Шугуровском, Верхнеуслонском и Змиевском Нурлатском поднятиях. В 1944 г. структурное бурение осуществлялось на Ойкинско-Алтунинской, Черемшанской и других площадях. Наряду с этим, со второй половины 1941 г. в связи с получением в с.Змиево (Чистопольский р-н) на небольшой глубине притока жидкой нефти из уфимских песчаников, часть буровых работ переориентируется на изучение нефтеносности пермских отложений. В 1941 – 1945 гг. роторное бурение проводилось на Шугуровской, Змиевской, Ойкинской, Сарабикуловской, Аксубаевской, Нурлатской и Ромашкинской структурах.

Целенаправленные работы на нефть вскоре увенчались большим успехом – открытием 3 августа 1943 г. первого в республике нефтяного месторождения в верей-намюрских карбонатных отложениях среднего карбона на Шугуровском поднятии (Рис. 1). Из скважины-первооткрывательницы № 1, заложенной в наиболее приподнятой части пермско-верхнекаменноугольной структуры, получен промышленный приток нефти дебитом 15 т/сут.

В 1944 г. «Татгеолтрест» планомерно наращивал буровые работы в районе Шугуровского и Ромашкинского поднятий. И действительно, вскоре (1945 г.) открывается

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.