УДК 622.276.344

М.Ю. Данько
ТИНГ[1]
заместитель генерального директора по науке
эксперт ЕСОЭН
danko@togi.ru

Л.С. Бриллиант
канд. техн. наук
ТИНГ [1]
генеральный директор
член ЦКР
сопредседатель территориальной комиссии ЦКР по ХМАО
ting@togi.ru

А.С. Завьялов
ООО «Тюменский институт нефти и газа»
заместитель генерального директора
эксперт ЕСОЭН
zavialovas@togi.ru

Применение метода динамического материального баланса и CRM-метода (capacitance-resistive models) к подсчету запасов ачимовских и баженовских коллекторов

[1]Тюменский институт нефти и газа. Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, 64, этаж 10–11.

Рассмотрена проблема применения метода динамического материального баланса в задаче оценки извлекаемых и дренируемых запасов коллекторов ачимовской и баженовской свит. Предложена альтернатива графоаналитическому решению уравнения динамического материального баланса на основе метода CRM (capacitance-resistive models). Метод основывается на аналитическом решении комбинации уравнений неразрывности и закона Дарси, предоставляет возможность оценки дренируемого порового объема даже при наличии закачки и законтурной области. Рассчитывается радиус дренирования скважины, обосновывается оптимальное расстояние и плотность сетки скважин с позиции достижения максимального КИН без снижения экономических показателей разработки. Применение метода особенно перспективно для низкопроницаемых коллекторов со сложным линзовидным строением и высокой прерывистостью, например, ачимовских и тюменских

Ключевые слова: уравнение материального баланса; объемно–резистивная модель; CRM; сланцы; баженовская свита; ачимовская свита; подсчет запасов нефти

Применение объемных методов подсчета запасов нефти для низкопроницаемых коллекторов баженовской и ачимовской свит вызывает много сложностей и характеризуются высоким уровнем неопределенности. Более того, оценка геологических запасов в коллекторах такого типа не имеет большого практического смысла, т.к. извлекаемые запасы определяются, по большей части, не геологией, а технологией и вероятностью попадания в так называемые «сладкие пятна» (*sweet spot*).

Понимание этого факта нашло свое отражение во временном методическом руководстве ГКЗ по подсчету запасов подвижной нефти трещинных и трещинно-поровых коллекторов сланцевого типа [1], в составлении которого принимали деятельное участие авторы настоящей публикации. Впервые в отечественной практике было регламентировано применение методики материального баланса для оценки дренируемого объема, извлекаемых запасов нефти, площади категории С1. Основная проблема классического материального баланса [5] – необходимость знать пластовое давление, что обнуляет практическую ценность метода, ведь необходимо периодически останавливать скважину на КВД в первые месяцы работы. Эта проблема решилась в 2013 г., когда был предложен оригинальный метод динамического материального баланса, позволяющий оперировать не пластовым, а забойным давлением [6].

Динамический материальный баланс (ДМБ) – графоаналитическое решение уравнения материального баланса (УМБ) в приведенных координатах:

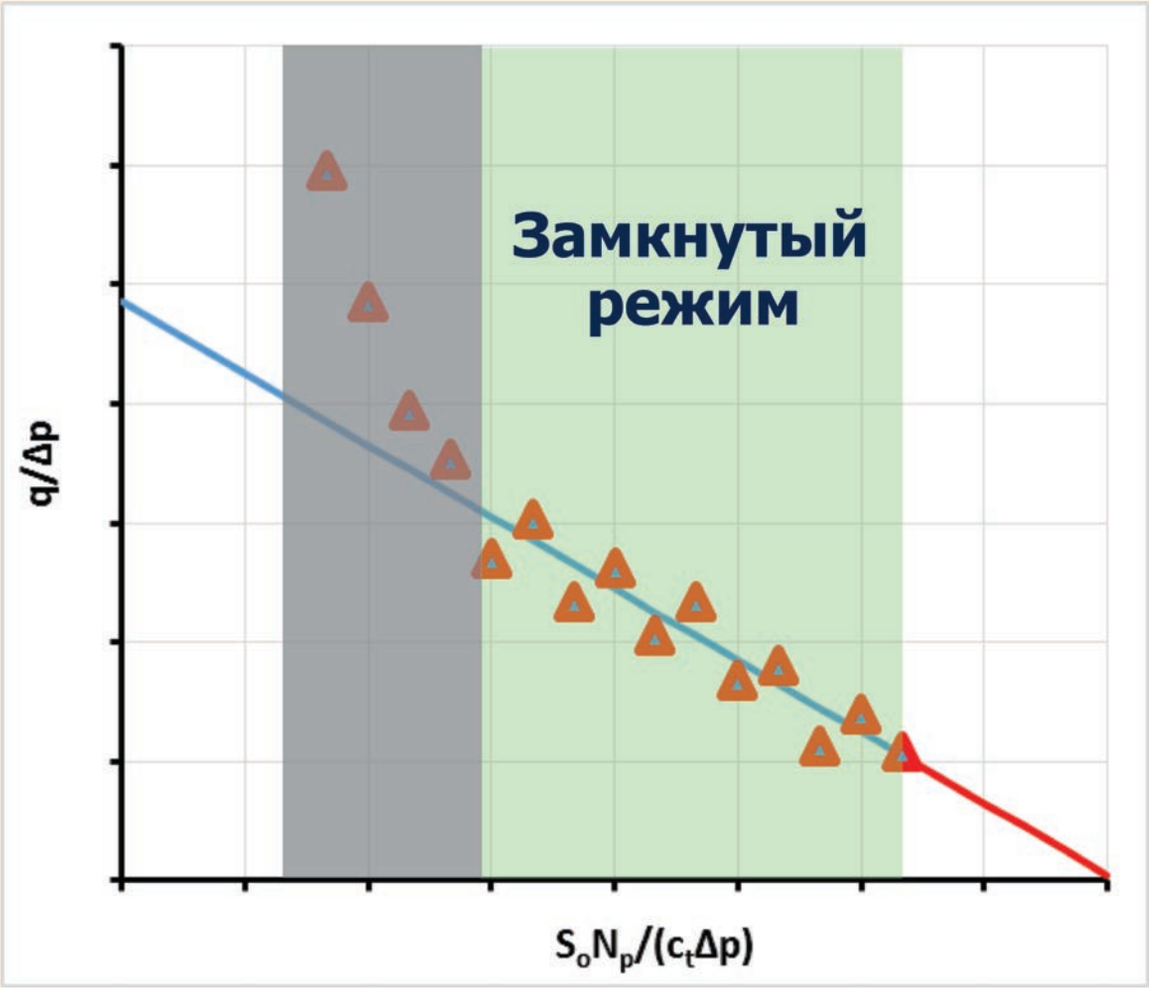
– по оси абсцисс откладываются приведенные отборы (накопленная добыча):

$$\frac{S_0 N_p}{c_t \Delta p} \quad (1)$$

– по оси ординат – приведенный дебит:

$$\frac{q}{\Delta p} \quad (2),$$

Рис. 1.
Графоаналитический метод определения извлекаемых запасов



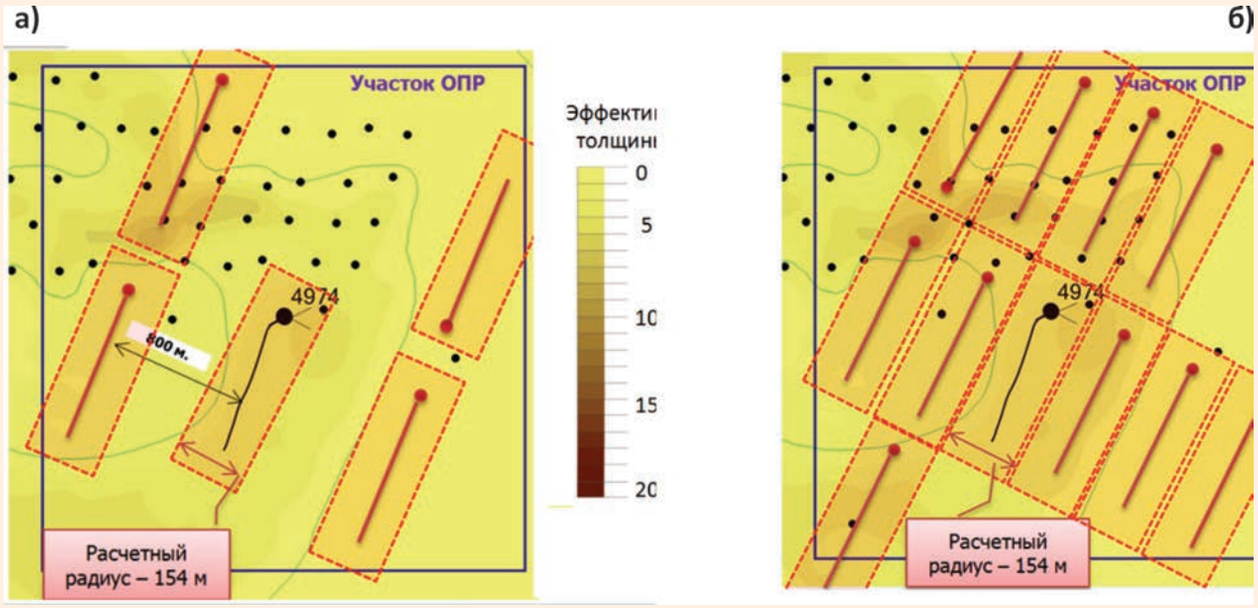


Рис. 2.
Расположение проектного фонда скважин на участке ОПР по варианту ПТД (а) и расчету через ДМБ (б)

где: q – дебит нефти ст.м^3/сут; S_0 – начальная нефтенасыщенность д.ед; Np – накопленная добыча ст.м^3; c_t – сжимаемость системы МПА$^{-1}$.

В такой записи Δp отражает разницу начального пластового давления с текущим забойным давлением исследуемой скважины:

$$\Delta p = p_i - p_w$$

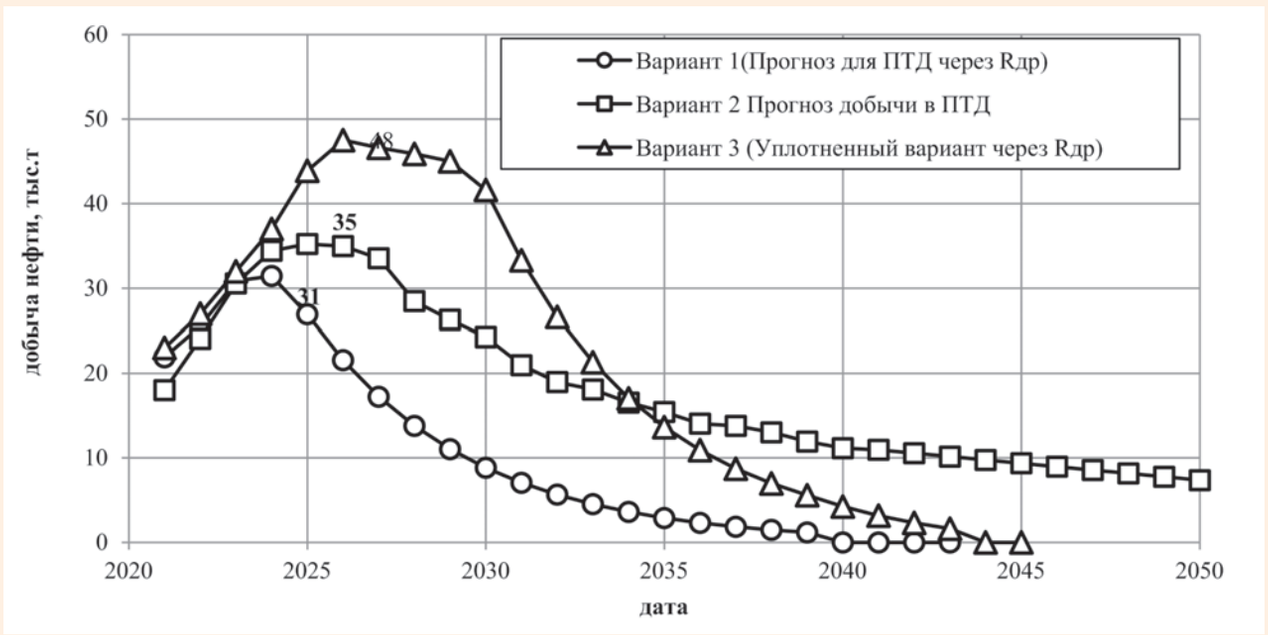
Величина c_t – общая сжимаемость системы, рассчитываемая по формуле:

$$c_t = c_f + S_o c_o + S_w c_w + S_g c_g . \qquad (3),$$

где: c_w, c_f, c_g – коэффициенты сжимаемости воды, порового пространства и газа, соответственно, S_0, S_w, S_g – коэффициенты насыщенности нефти воды и газа.

Экстраполяция прямой до пересечения с осью абсцисс позволяет определить величину извлекаемых запасов – Np по формуле (1). При этом снижение забойного давления происходит до минимально возможной величины.

Рис. 3.
Прогнозная динамика добычи нефти по варианту ПТД и уплотненному по Rдр



		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Количество скважин	ед.	5		11
Длина ГС	м	800		800
Расстояния между рядами скважин	м	800		300
Расстояния между скважинами в ряду	м	200		300
Плотность сетки	га/скв	48		19,2
Накопленная добыча нефти	тыс. т	240	531	545

Таблица 1.
Сравнение показателей по вариантам разработки

Этот метод может применятся также и для определения объема дренируемых запасов (которые соответствуют начальным геологическим запасам, связанными со скважиной).

Детально методика описана в работах [1] и [5].

Оценивая практику применения метода ДМБ, можно сделать несколько значимых выводов:

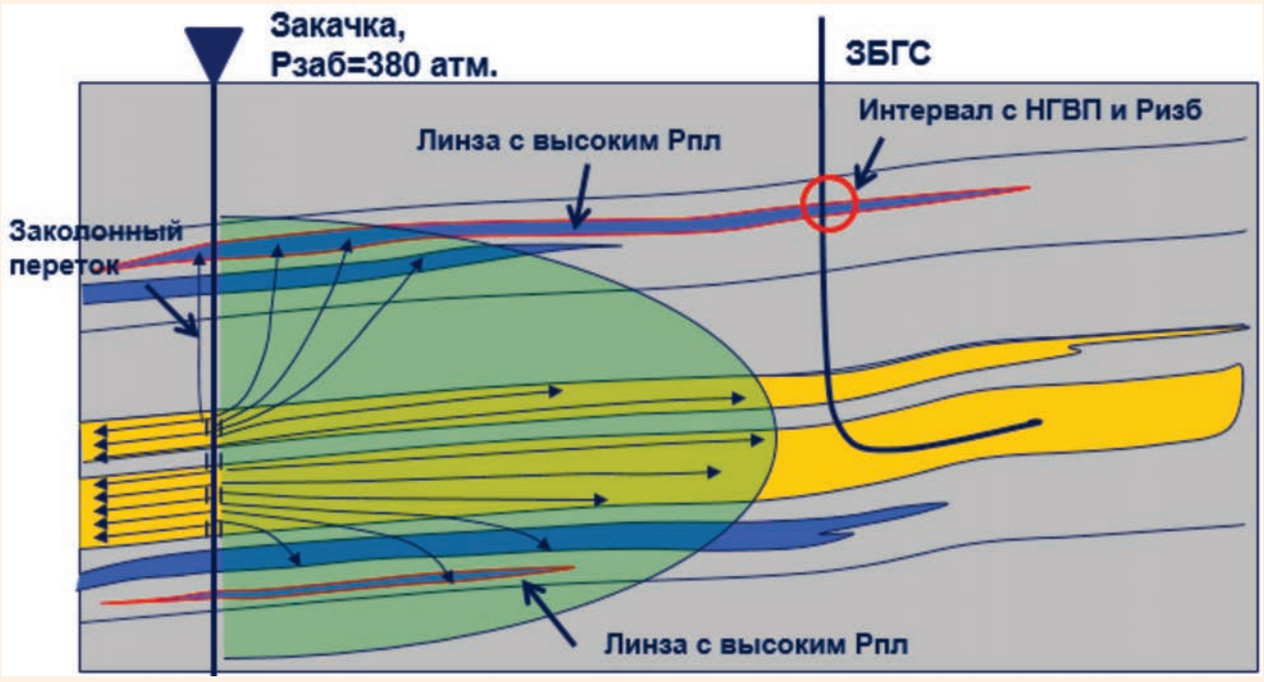
1. Определив по методу ДМБ дренируемые запасы в скважине, зная пористость и толщину, можно рассчитать площадь дренирования и радиус дренирования. С большой долей вероятности скважины, расположенные за пределами радиуса дренирования, не будут взаимодействовать.

2. С определенного расстояния между скважинами площади дренирования перестают пересекаться и запасы в неохваченных зонах не вовлекаются в разработку. При этом с увеличением расстояния накопленная добыча на скважину не будет расти.

Последний вывод можно проиллюстрировать расчетом, сделанным на примере участка ОПР баженовской свиты с фактической горизонтальной скважиной (***рис. 2***). Расчетный радиус дренирования для фактической ГС, полученный по результатам расчета метом ДМБ, составил 154 м. Площадь дренирования, соответствующая этому радиусу, отмечена на рисунке красным цветом. Запасы нефти, находящиеся за пределами этой области, вовлекаться в добычу не будут.

На ***рис. 3*** приведено сравнение расчетов по вариантам. Для расчетов в ПТД использовалась геолого-гидродинамическая модель (ГДМ) баженовской свиты, и было определено оптимальное расстояние между скважинами, равное 800 м, однако в ГДМ весь коллектор связан, поэтому увеличение расстояния между скважи-

Рис. 4.
Строение Ачимовских коллекторов и особенности закачки воды в низкопроницаемые линзы (по материалам презентации И.В. Евдокимова, Petro Trace)



Общая масса пластового компонента j в дренируемом объеме CV в момент времени t+Δt	-	Общая масса пластового компонента j в дренируемом объеме CV в момент времени t	=	Входящая масса пластового компонента j за период Δt	-	Выходящая масса пластового компонента j за период Δt

нами не приводило к уменьшению накопленной добычи. При пересчете динамики добычи через ДМБ с радиусом дренирования 154 м, накопленная добыча на скважину составила 48 тыс. т (извлекаемые запасы при $P_{конеч}$ = 0,1 МПа). Суммарная накопленная добыча почти в два раза ниже – 240 тыс. т по ДМБ и 531 – по ГДМ. Таким образом, имеется потенциал для уплотнения сетки скважин – сокращение межскважинного расстояния с 800 м до 350 м и увеличение КИН.

Приведение сетки скважин в соответствие с радиусом дренирования обеспечивает накопленную добычу в 545 тыс. т (***табл. 1***).

Нет никакого смысла (технологического или экономического) проектировать разряженные сетки скважин без учета радиуса дренирования. Запасы за пределами зоны дренирования не будут вовлекаться в разработку, и накопленная добыча на скважину останется неизменной. Более того, такие расчеты демонстрируют чрезмерный оптимизм с позиции технологических показателей добычи нефти, и вследствие необоснованного снижения затрат «улучшают» экономику проекта.

Для обеспечения эффективности разработки расчеты по методу ДМБ необходимы.

Графоаналитическое решение УМБ, обладая неоспоримыми преимуществами (простота реализации, низкая требовательность к количеству входных данных), имеет и ограничения:

– сложности при расчете интерференции между скважинами. Если несколько скважин вскрывают одну гидродинамически связанную область, то необходимо использовать «танковую» модель, характеристика отдельной скважины перестает быть линейной, что вносит сложность в расчеты;

– невозможно воспроизвести закачку воды. Хотя общее решение УМБ позволяет это сделать, но зависимость приведенного дебита от приведенных отборов перестает быть линейной;

– отсутствует приток из законтурной области;

– в расчете учувствует только одна фаза.

Для баженовской свиты эти ограничения не принципиальны, но делают невозможным применение ДМБ для других коллекторов, например, ачимовская свита состоит из изолированных линз и может разрабатываться с системой ППД (***рис. 4***).

Для линзовидного строения низкопроницаемых коллекторов применение ДМБ позволит оценить объем дренируемых и извлекаемых запасов. Кроме того, можно определить размер линз и оптимальную плотность сетки скважин, в том числе и целесообразность закачки. Однако в классическом виде, описанном в работе [1], графоаналитическое решение ДМБ неприменимо по причинам, описанным выше.

В работах [3] и [4] детально описан метод *CRM* (*Capacitance-resistive models* – объемно-резистивная модель). Суть метода заключается в решении уравнения сохранения массы отдельно для каждого компонента (j) пластового флюида в дренируемом объеме.

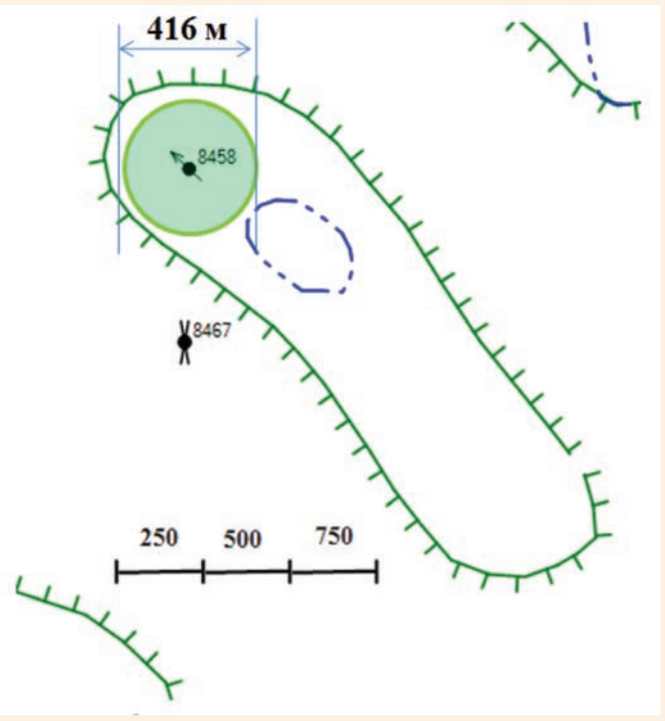
В дифференциальной постановке это уравнение будет представлено как:

$$\frac{dM_j}{dt} = \rho_{j,in} q_{j,in} - \rho_{j,out} q_{j,out} \qquad (4),$$

где Mj – масса компонента j в дренируемом объеме, t – время, $\rho_{j,in}$, $\rho_{j,out}$ – плотности добываемой и закачиваемой компоненты j, $q_{j,in}$, $q_{j,out}$ – дебит закачки и жидкости.

Путем математических преобразований, описанных в работе [3], уравнение (4) можно представить в виде:

Рис. 5.
Пример уединенной скважины в гидродинамически изолированной линзе



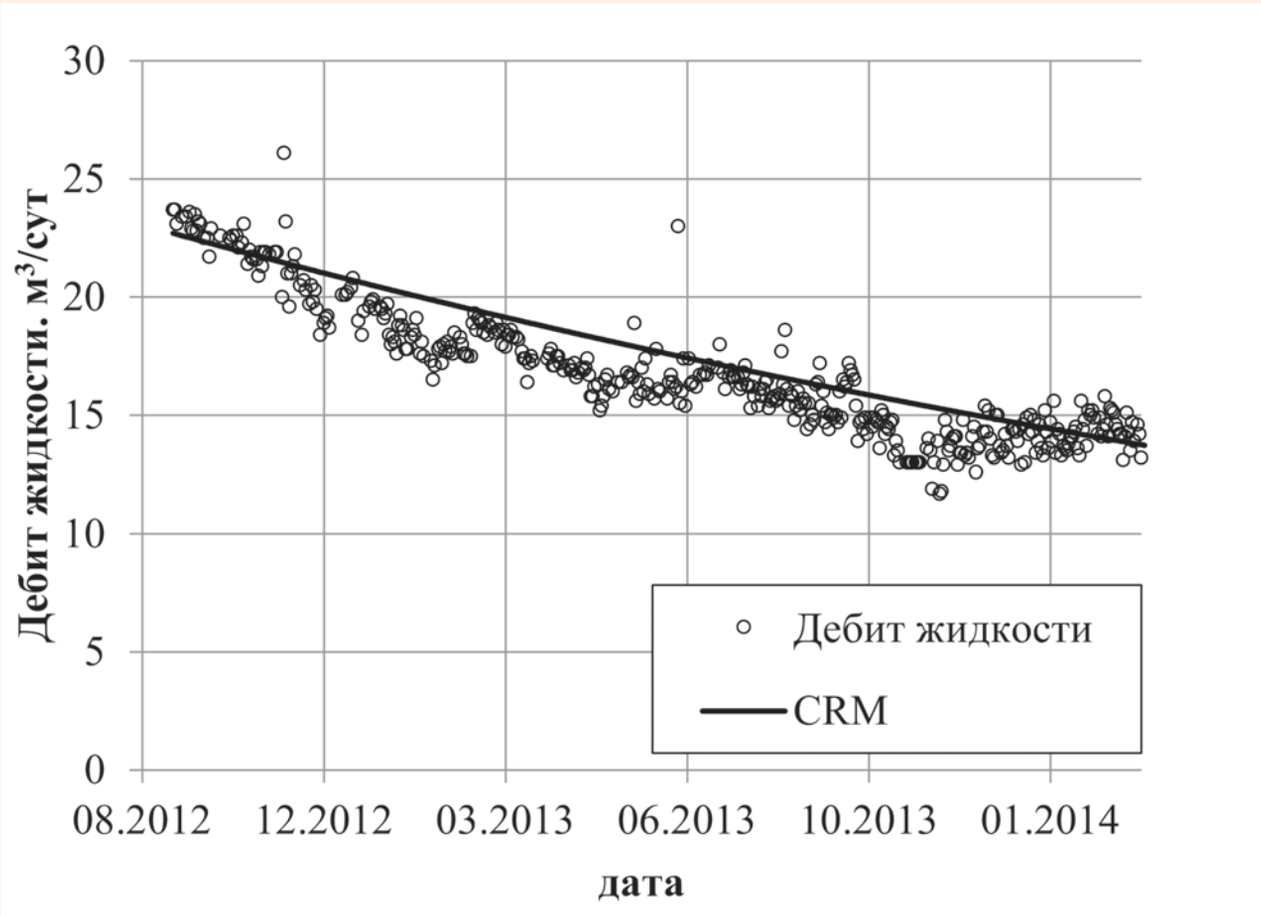


Рис. 6.
Настройка фактического дебита жидкости в модели CRM

$$c_t V_p \frac{d\bar{p}}{dt} = i(t) - q(t) \quad (5),$$

где: c_t – общая сжимаемость системы, V_p – дренируемый поровый объем, P – давление в объеме, i(t) – закачка воды, q(t) – добыча жидкости.

Комбинируя уравнение (5) с уравнением для закона Дарси

$$q_t = J(\bar{p} - p_{wf}) \quad (6),$$

получаем итоговое дифференциальное уравнение

$$\frac{c_t V_p}{J}\frac{dq}{dt} + c_t V_p \frac{d\overline{p_{wf}}}{dt} = i(t) - q(t) \quad (7),$$

где: J – коэффициент продуктивности, $\bar{p}$ – давление в дренируемом объеме, p_{we} – забойное давление.

Ключевым решением, предложенным в работе [7], является группировка всех неизвестных параметров (сжимаемости, продуктивности, дренируемого порового объема) в один комплекс τ. В оригинальной трактовке автора – временной константы, характеризующей исключительно пластовую систему.

$$\tau = \frac{c_t V_p}{J} \quad (8)$$

Теперь уравнение (7) можно преобразовать к виду

$$\frac{dq(t)}{dt} + \frac{1}{\tau}q(t) = \frac{1}{\tau}i(t) - J\frac{dp_{wf}}{dt} \quad (9)$$

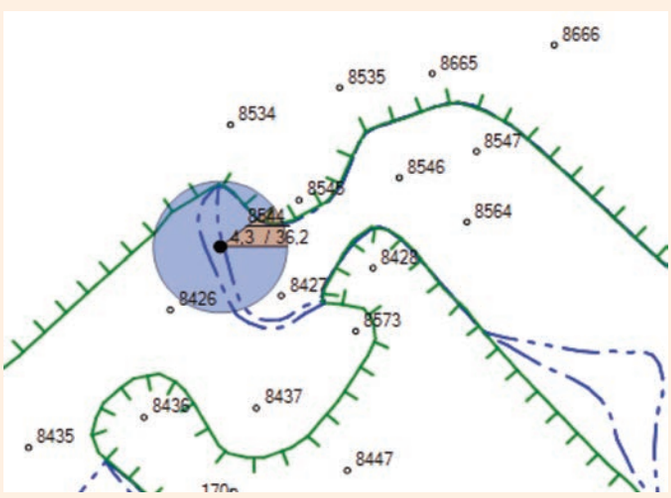


Рис. 7.
Пример скважины с притоком из законтурной области (τ – 10100,5 сек; дренируемый объем – 88 680 м³; радиус дренирования – 164 м; приток воды e_w^k= 40 м³/сут)

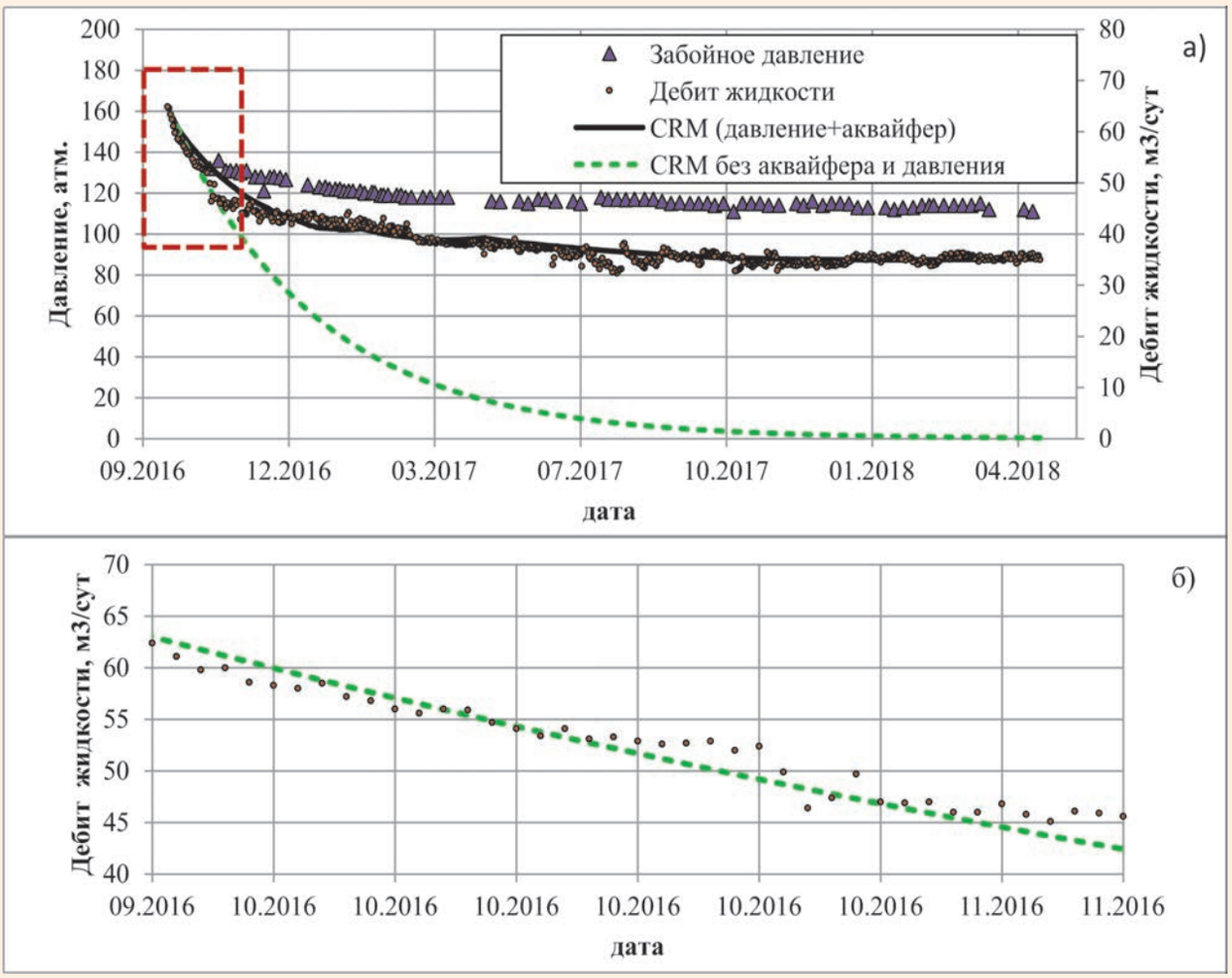


Рис. 8.
Иллюстрация настройки фактического дебита жидкости в модели CRM: а) – общая настройка; б) – участок без влияния аквифера для настройки τ

Общее решение основного уравнения (9) выглядит следующим образом

$$q(t) = q(t_0)e^{-\left(\frac{t-t_0}{\tau}\right)} + e^{\frac{-t}{\tau}}\int_{\mu=t_0}^{\mu=t}\frac{1}{\tau}e^{\frac{\mu}{\tau}}i(\mu)d\mu - e^{\frac{-t}{\tau}}\int_{\mu=t_0}^{\mu=t}Je^{\frac{\mu}{\tau}}\frac{dp_{wf}}{d\mu}d\mu. \quad (10)$$

Дебит жидкости q(t) в уравнении (10) состоит из трех частей:

– 1 – экспоненциальный спад добычи (τ – константа затухания дебита);

– 2 – рост добычи жидкости за счет закачки;

– 3 – влияние на динамику изменения забойного давления.

Перейдя от интегралов к сумме, можно получить более применимое для практического приложения решение [4]:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0)e^{-\left(\frac{t_n-t_0}{\tau_j}\right)} + \sum_{k=1}^{n}\left\{e_w^k + \sum_{i=1}^{NI}\left(f_{ij}I_i - J_i\tau_j\frac{\Delta p_j^k}{\Delta t_k}\right)\times e^{-\left(\frac{t_n-t_k}{\tau_j}\right)}\left(1-e^{-\left(\frac{t_k-t_{k-1}}{\tau_j}\right)}\right)\right\} \quad (11)$$

Формулу (11) можно рассматривать не только как аналитическое решение дифференциального уравнения материального баланса, но и как многомерную нелинейную регрессию для динамики дебита жидкости. Реакция добычи жидкости на закачку подчиняется строго определенному закону, который можно выразить аналитически. В аналитической модели появляется несколько неопределенных переменных, являющихся параметрами адаптации:

– f_{ij} – коэффициенты влияния i-той нагнетательной скважины на j-тую добывающую;

– τ_j – временная константа для j-той добывающей скважины;

– e_{wk} – приток воды из законтура.

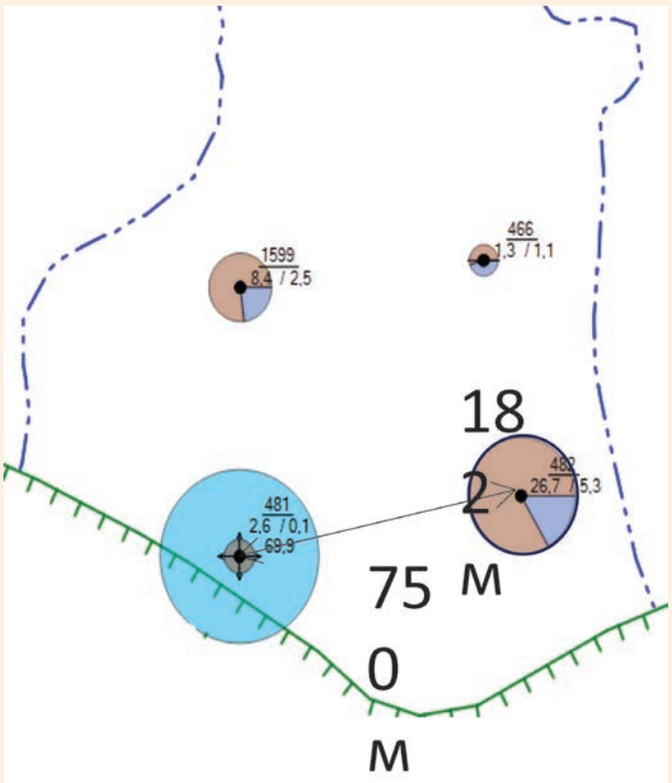


Рис. 9.
Пример участка с притоком из законтурной области и закачкой воды

Современные методы оптимизации помоют подобрать неизвестные параметры для максимальной сходимости с историческими данными. Для практических примеров, рассмотренных в статье, использовался математический оптимизационный алгоритм «имитации отжига металлов» [9].

Примеры практического применения метода к ачимовским коллекторам

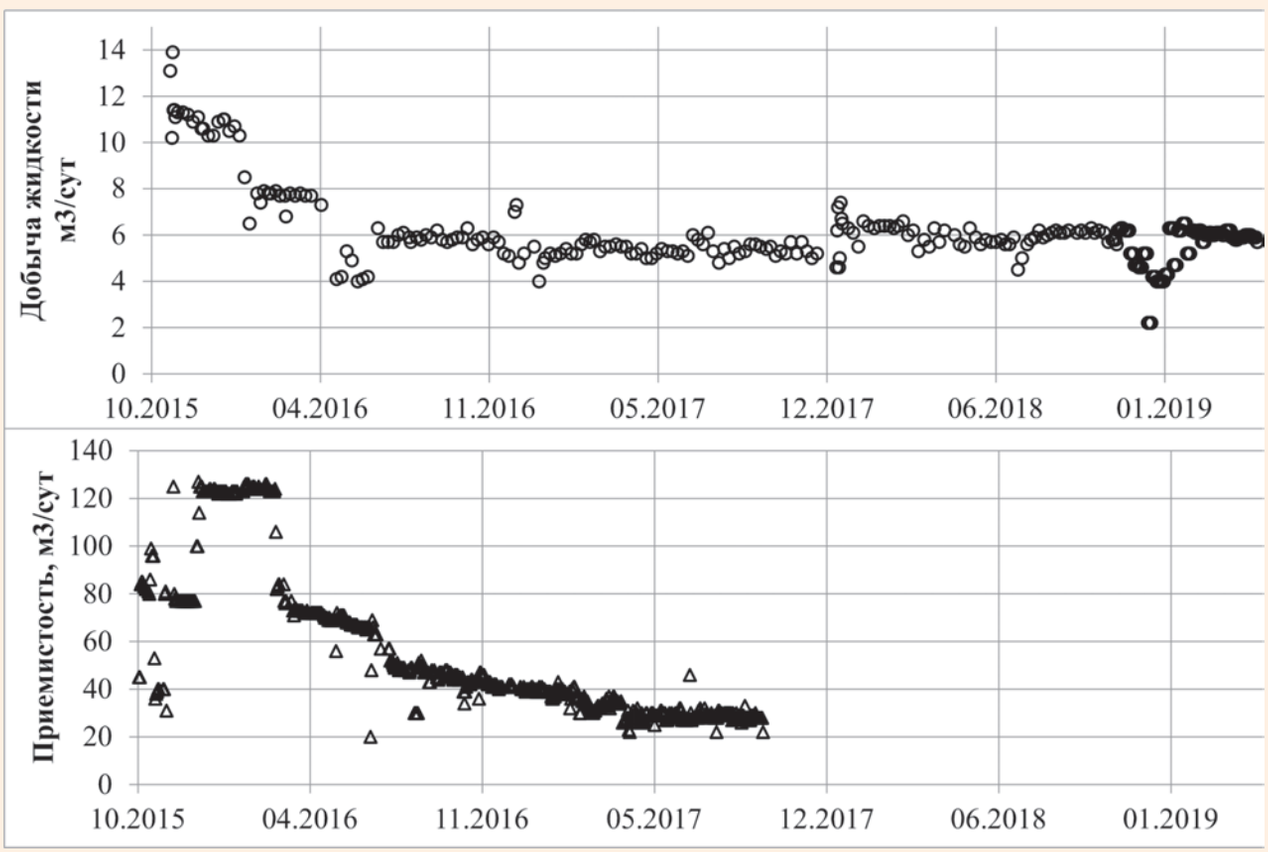
Уравнение (11) избыточно для большинства практических задач. При отсутствии закачки и притока из законтурной области основное уравнение вырождается в очень простое выражение, известное как закон Арпса:

$$q(t) = q(t_0)\,e^{-\left(\frac{t-t_0}{\text{Ä}}\right)} \qquad (12),$$

где t_n – текущий момент времени, t_0 – начальное время работы, $q_j(t_0)$ – начальный дебит скважины j в момент времени t_0, τ – характерное время, вычисляется по формуле (8).

Рассмотрим практический пример, приведенный на рис. 5. Уединенная скважина, расположенная в гидродинамически связанной линзе. Динамика дебита жидкости и ее воспроизведе-

Рис. 10.
Пример участка с притоком из законтурной области и закачкой воды



ние по формуле (12) приведено на ***рис. 6***. Скважина работала без ГРП.

Исходные данные для расчета:

– сжимаемость системы – $1{,}14 \cdot 10^{-4}$ 1/ Мпа;

– продуктивность – J – 4 м^3/ Мпа;

– пористость – 0,11 д.ед;

– эффективная нефтенасыщенная толщина – 6 м.

Для настройки динамики добычи жидкости по формуле (12) варьируем только параметр дренируемого порового объема – V_p. Адаптация происходит без притока из законтурной области. Дренируемый объем по скважине – 282 887 м^3. Радиус дренирования – 208,4 м, что согласуется с геометрией линзы, выделенной по ГМ (250–380 м) .

Второй пример приведен на ***рис. 7*** – скважина расположена около границы ВНК, определенному по ГИС и испытаниям. Для настройки динамики добычи жидкости варьируем параметр дренируемого объема, Vp и приток воды из-за контура e_w^k .

На ***рис. 8*** приведена настройка фактического дебита жидкости в модели CRM, отдельно выделен участок без влияния аквифера для расчета τ и определения дренируемого объема. Действительно, без использования модели притока воды адаптация невозможна (пунктирная линия на графике ***рис. 8а*** – показана адаптация без использования аквифера), что косвенно доказывает верность представления о геологическом строении пласта. Для определения τ достаточно настройки по двум начальным месяцем работы без влияния законтурной области (***рис. 8б***).

Третий, наиболее интересный пример приведен на ***рис. 9***. Это участок с притоком из законтурной области и закачкой воды. В этом случае работает наиболее полное уравнение (11).

Параметры адаптации: V_p, e_w^k и f_{ij} – коэффициент связи между добывающей и нагнетательной скважиной.

Сопоставление динамики добычи жидкости и закачки приведено на ***рис. 10***. Сразу обращает на себя внимание отсутствие видимой реакции на изменение закачки. Расчеты по формуле (11) показывают, что модель адаптируется при $f_{ij} = 0$, что доказывает отсутствие влияния закачки.

Расчетный радиус дренирования составил 182 м, что существенно меньше расстояния до точки закачки – 750 м, эффект от нагнетания воды можно ожидать на расстоянии не более 360 м, два радиуса дренирования. Этот практический пример еще раз доказывает необходимость применения ДМБ или CRM к расчету оптимальной плотности сетки скважин для сложных по строению низкопроницаемых коллекторов.

Выводы

Применение дальнейшего развития метода динамического материального баланса (*Capacitance-Resistive Models* – объемно-резистивная модель) при оценке зоны дренирования и обосновании оптимальной плотности сетки скважин перспективно для низкопроницаемых коллекторов со сложным строением, например, ачимовских или тюменских. При этом уверенно решается традиционно сложная для отраслевой практики задача обоснования оптимального количества скважин и расстояния между ними, с учетом конструкции и технологии интенсификации притока.

Авторы считают перспективным трансляцию аналитических решений модели *CRM* в качестве граничных условий в задачах геолого-гидродинамического моделирования и проектирования разработки низкопродуктивных коллекторов.

Авторы приносят особую благодарность И.В. Шпурову и В.Г. Братковой за активное обсуждение идеи и рекомендации к дальнейшему совершенствованию метода.

Литература

1. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация. Издание второе, исправленное и дополненное. М: ЕСОЭН, НАЭН. 2018.

2. Абидов Д.Г., Камартдинов М.Р. Метод материального баланса как первичный инструмент оценки показателей разработки участка месторождения при заводнении //Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. 2013.

3. Sayarpour M. 2008. «Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO2 Floods». Ph.D. diss. Austin: University of Texas at Austin, USA.

4. Ручкин А.А., Степанов С.В., Князев А.В., Степанов А.В., Корытов А.В., Авсянко И.Н. Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM //Вестник тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Т. 4. № 4. С. 148–168.

5. R. Agarwal, D. Gardner, S. Kleinsteiber и D. Fussel, «Analyzing Well Production Data Using Combined Type Curve and Decline Curve Analysis Concepts,» SPE Annual Technical Conference and Exhibition, № SPE 49222.

6. Independent Statistics & Analysis U.S. Department of Energy, «Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States» Washington, 2013.
7. Albertoni, A., Lake L.W., «Inferring Interwell Connectivity Only From Well-Rate Fluctuations in Waterfloods.» SPEREE 6 (1): 6–16 2003.
8. De Vicente, Juan; Lanchares, Juan; Hermida, Román. «Placement by thermodynamic simulated annealing». Physics Letters A. 317 (5–6): 415–423. (2003)

UDC 622.276.344

M.Yu. Danko, Deputy Director General for Science. Tyumen Oil and Gas Institute[1], danko@togi.ru
L.S. Brilliant, PhD, Director General of Tyumen Oil and Gas Institute[1], Member of the Central Development Commission, Co–chairman of the Territorial Commission of the Central Commission for Development of KhMAO, Expert State Commission on Mineral Reserves, ting@togi.ru
A.S. Zavyzlov, Deputy Director General. Tyumen Oil and Gas Institute[1], zavialovas@togi.ru

[1]64 Herzen str., Tyumen, 625000, Russia. Tyumen Institute of Oil and Gas/

Application of dynamic material balance method and CRM method (capacitance-resistive models) for reserves assessment in Achimov and Bazhenov reservoirs

Abstract. Problem of dynamic material balance method application to the assessment of recoverable and drainage reserves in Achimov and Bazhenov reservoirs is considered. An alternative to the semigraphical solution of the dynamic material balance equation based on the CRM (capacitance–resistive models) method is proposed. The method is based on analytical solution of combination of continuity equations and Darcy's law; it makes possible estimation of the drainage pore volume even in the case of injection and presence of aquifer zone. Drainage radius of the well is calculated; optimal well spacing and grid density are substantiated from the position of achieving the maximum oil recovery factor without reducing the economic parameters of development. Application of the method is especially promising for low–permeable reservoirs having complicated lenticular structure and high discontinuity, such as the Achimov and Tyumen reservoirs

Keywords: material balance equation; volumetric resistivity model; CRM; shale; Bazhenov Formation; Achimov Formation; oil reserves assessment

References

1. *Klassifikatsiia zapasov i resursov nefti i goriuchikh gazov. Normativno-metodicheskaia dokumentatsiia. Izdanie vtoroe, ispravlennoe i dopolnennoe* [Classification of reserves and resources of oil and combustible gases. Normative and methodical documentation. Second edition, revised and supplemented]. Moscow, ESOEN, NAEN Publ., 2018.
2. Abidov D.G., Kamartdinov M.R. *Metod material'nogo balansa kak pervichnyi instrument otsenki pokazatelei razrabotki uchastka mestorozhdeniia pri zavodnenii* [The material balance method as a primary tool for assessing indicators of development of a field site during flooding]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhenering georesursov* [News of Tomsk Polytechnic University. Geo-Resource Engineering], 2013.
3. Sayarpour M. 2008. «Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO2 Floods». Ph.D. diss. Austin: University of Texas at Austin, USA.
4. Ruchkin A.A., Stepanov S.V., Kniazev A.V., Stepanov A.V., Korytov A.V., Avsianko I.N. *Issledovanie osobennostei otsenki vzaimovliianiia skvazhin na primere modeli CRM* [Study of the features of the assessment of the mutual influence of wells on the example of the CRM model]. *Vestnik tiumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika* [Bulletin of the Tyumen State University. Physical and mathematical modeling. Oil, gas, energy], 2018, vol. 4, no. 4, pp. 148–168.
5. R. Agarwal, D. Gardner, S. Kleinsteiber i D. Fussel, «Analyzing Well Production Data Using Combined Type Curve and Decline Curve Analysis Concepts,» SPE Annual Technical Conference and Exhibition, № SPE 49222.
6. Independent Statistics & Analysis U.S. Department of Energy, «Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States» Washington, 2013.
7. Albertoni, A., Lake L.W., «Inferring Interwell Connectivity Only From Well-Rate Fluctuations in Waterfloods.» SPEREE 6 (1): 6–16 2003.
8. De Vicente, Juan; Lanchares, Juan; Hermida, Román. «Placement by thermodynamic simulated annealing». Physics Letters A. 317 (5–6): 415–423. (2003)