УДК: 622.276.26, 532.54.
DOI 10.17223/19988621/68/10

А.А. Орлов, А.С. Русских

ВОССТАНОВЛЕНИЕ АБСОЛЮТНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ С ВТОРИЧНЫМИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫМИ СВОЙСТВАМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЕЙВЛЕТ-ПРЕОБРАЗОВАНИЙ

Представлены результаты по восстановлению абсолютной проницаемости залежи углеводородов с вторичными фильтрационно-емкостными свойствами (ВФЕС) с использованием метода вейвлет-преобразований. Приведены результаты настройки секторной гидродинамической модели залежи углеводородов на исторические данные работы скважин. Использование метода вейвлет-преобразований для восстановления куба абсолютной проницаемости для гидродинамического моделирования имеет перспективы применения на месторождениях, сложенных коллекторами с ВФЕС.

Ключевые слова: *вторичные фильтрационно-емкостные свойства*, *абсолютная проницаемость*, *вейвлет-преобразование*, *гидродинамическое моделирование.*

Вследствие истощения запасов углеводородов «традиционных» поровых коллекторов возникла необходимость изучения и оценки перспектив разработки «нетрадиционных» коллекторов, обладающих вторичными фильтрационно-емкостными свойствами (ВФЕС). Примером таких коллекторов могут служить залежи углеводородов Бажено-Абалкского комплекса одного из месторождений Красноленинского свода. Их уникальность связана со сложным геологическим строением, представленным трещиновато-кавернозным коллектором, физические параметры которого, как и процессы, происходящие в нем, до сих пор не изучены в достаточной степени.

Анализ информации по геологическому строению коллекторов Бажено-Абалкского комплекса позволил выявить его основные особенности:

- Поликомпонентный состав скелета породы;
- Сложная структура пустотного пространства при низко пористой слабопроницаемой матрице;
- Малая эффективная толщина единичных прослоев и свит в целом;
- Невыдержанное и слабо прогнозируемое по латерали распространение;
- Залежи структурным планом практически не контролируются, контуры их довольно условны;
- Водонефтяные контакты в залежах не установлены (либо отсутствуют);
- Низкая плотность геологических и извлекаемых запасов углеводородов.

Из-за указанных особенностей геологического строения коллекторов геофизические и геологические методы их исследования не дают результатов, поэтому стандартные подходы к бурению, разработке и эксплуатации залежей, сложенных коллекторами такого типа, будут не эффективны. При этом высокая продуктивность и значительные объемы запасов делают их привлекательными для разработки.

Создание гидродинамической модели залежи углеводородов в гидродинамическом симуляторе является одним из важнейших этапов проектирования разработки месторождений. Для формирования концепции разработки необходимо на основании анализа имеющихся данных построить гидродинамическую модель, которая адекватно воспроизводила бы процессы, происходящие в пласте в ходе разработки.

Для коллекторов с ВФЕС при описании пластовой системы и фильтрации флюидов в симуляторе [1] используется гидродинамическая модель двойной среды.

В отличие от модели, описывающей фильтрацию с одномерной средой в пористом пласте-коллекторе, она имеет следующие особенности:

1) трещиновато-пористые коллекторы представляют собой множество пористых блоков (матрицы), разделенных или частично разделенных системой трещин;

2) система трещин и блоки матрицы пор рассматриваются как две сплошные среды, вложенные одна в другую;

3) движение жидкости по матрицам и трещинам описывается классическими уравнениями фильтрации;

4) для описания перетока между матрицами и трещинами вводится дополнительный сток/источник;

5) для описания физико-химических свойств флюида используется модель нелетучей нефти («черной нефти») [2].

Модель «черной нефти» [3] содержит три фазы: нефть (*o*), воду (*w*) и газ (*g*). Вода и нефть не смешиваются между собой и не обмениваются массами. Предполагается, что газ растворим в воде и нефти.

Система уравнений этой модели включает в себя уравнения сохранения массы и уравнения движения Дарси для каждой из фаз. Движение среды описывается с помощью преобразований Эйлера.

Система дифференциальных уравнений сохранения массы, описывающая трехфазное трехмерное течение жидкости для описания фильтрации в матрице пор и системе трещин (для матрицы пор – *m* и системы трещин – *f*), имеет вид

$$\frac{\partial}{\partial t}\left\{\phi_c \frac{S_{c,w}}{B_{c,w}}\right\} = \nabla\left\{K_{ce}\lambda_{c,w}\left(\nabla p_{c,w} - p_{c,w}\nabla D\right)\right\} + q_{c,w,sc} \pm \tau_{mf,w}; \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\left\{\phi_c \frac{S_{c,o}}{B_{c,o}}\right\} = \nabla\left\{K_{ce}\lambda_{c,o}\left(\nabla p_{c,o} - p_{c,o}\nabla D\right)\right\} + q_{c,o,sc} \pm \tau_{mf,o}; \quad (2)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\left\{\phi_c \frac{S_{c,g}}{B_{c,g}} + \phi_c R_{c,o}\frac{S_{c,o}}{B_{c,o}}\right\} =$$
$$= \nabla\{K_{ce}\lambda_{c,g}\left(\nabla p_{c,g} - \rho_{c,g}g\nabla D\right) + R_{c,o}K_{ce}\lambda_{c,o}\left(\nabla p_{c,o} - \rho_{c,o}g\nabla D\right)\} \pm$$
$$\pm q_{c,g,sc} \pm \tau_{mf,g}R_{c,o}\tau_{mf,o}, \quad (3)$$

где $p = (w, o, g)$ – фаза; ϕ_c – пористость (д. ед.); $s_{c,w}, s_{c,o}, s_{c,g}$ – насыщенность воды, нефти и газа соответственно (д. ед.); $B_{c,p}$ – коэффициент объемного расширения (д. ед.); K_{ce} – абсолютная проницаемость пласта (мкм^2); $\lambda_{c,p} = \dfrac{k_{c,rp}}{B_{c,p}\mu_{c,p}}$ –

мобильность (д. ед.); $k_{c,rp}$ – относительная фазовая проницаемость (д. ед.); $\mu_{c,p}$ – вязкость (сПз); $R_{c,o}$ – коэффициент растворимости газа в нефти ($м^3/м^3$); $q_{c,g,sc}$ – источник; $\tau_{mf,p}$ – дополнительный член, учитывающий переток между матрицей и трещиной.

Переток между матрицей и трещиной осуществляется за счет трех основных механизмов:

• расширения нефти;

• капиллярной пропитки;

• гравитационного дренирования.

Для замыкания системы уравнений (1) – (3) необходимы следующие соотношения:

- по капиллярным давлениям для каждой фазы:

$$\begin{aligned} p_{c,w} &= p_{c,o} + p_{c,cwo}; \\ p_{c,g} &= p_{c,o} + p_{c,cwg}, \end{aligned} \tag{4}$$

- по насыщенности фаз:

$$S_{w,c} + S_{c,o} + S_{c,g} = 1. \tag{5}$$

Под краевыми условиями имеются в виду граничные условия (режимы работы) на границе моделируемой области и на каждом из источников, представляющих скважины:

$$p_{c,o}\,|_{\Gamma} = p^0_{c,o}(\Gamma,t); \tag{6}$$

$$S_{c,w}\,|_{\Gamma} = S^0_{c,w}(\Gamma,t); \tag{7}$$

$$S_{c,g}\,|_{\Gamma} = S^0_{c,g}(\Gamma,t). \tag{8}$$

Кроме того, учитывается условие непротекания жидкости через границу:

$$K_{ce}\lambda_{c,p}\left(\nabla p_{c,p} - \rho_{c,p} g \nabla D\right), n\,|_{\Gamma} = 0, \tag{9}$$

где $p = \{w, o, g\}$.

Начальными условиями является распределение значений пластового давления и насыщенности фаз $(S_{c,w}, S_{c,o}, S_{c,g})$ в момент времени $t = 0$ для матрицы пор (m) и системы трещин (f). Задание пластового давления $p_{c,o}$ (мПа), насыщенности фаз и газосодержания $R_{c,o}$ ($м^3/м^3$) является условием статистического равновесия фаз, определяется распределением давления в залежи для каждой фазы по гидростатическому закону и зависит только от распределения фаз по глубине пласта:

$$\frac{\partial p_{c,o}}{\partial z} = p_{c,o} g; \tag{10}$$

$$\frac{\partial p_{c,w}}{\partial z} = p_{c,w} g; \tag{11}$$

$$\frac{\partial p_{c,g}}{\partial z} = p_{c,g} g. \tag{12}$$

Одним из важнейших входных параметров гидродинамической модели является абсолютная проницаемость K_{ce} пласта, влияющая на динамику пластового

давления в залежи и, как следствие, на потенциал объекта (объем добываемой жидкости).

Восстановить проницаемость пласта в гидродинамической модели для коллекторов с ВФЕС стандартными способами не представляется возможным. В связи с этим, решено было использовать альтернативный метод восстановления кубов проницаемости. С учетом специфики поставленной задачи нами выбран метод вейвлет-преобразований, который является информативным, эффективным инструментом анализа структурных поверхностей пластов [4]. В отличие от метода Мурея [5] он учитывает структурную составляющую залежей и не зависит от инклинометрических посскважинных замеров, которые могут иметь значительную погрешность. Данный метод хорошо зарекомендовал себя при решении задач, связанных с выделением локальных составляющих структурной поверхности пласта, таких, как анализ локализации остаточных запасов нефти, обладающих высокой плотностью.

Целью данной работы являлось восстановление куба абсолютной проницаемости залежи углеводородов с ВФЕС методом вейвлет-преобразований для дальнейшего использования в гидродинамической модели объекта, верификация полученной модели путем воспроизведения динамики работы скважин, настройки на замеры забойных давлений, а также обоснование возможности ее применения для кратко- и среднесрочного прогнозирования распространения продуктивных зон по площади, позволяющего более эффективно разрабатывать объект.

Объект исследования

Поскольку выбранный нами объект разработки одного из месторождений Красноленинской группы обладает значительными размерами, в качестве тестового элемента был выбран сектор, соответствующий следующим критериями:

• наличием скважин с длительной историей эксплуатации и наиболее полно охарактеризованных исходной информацией (замерами забойных давлений, актами технического состояния скважин и т.д.);

• геологическое строение залежи должно быть типичным для всего пласта;

Перечисленным критериям соответствует участок залежи в районе скважины № 3 (рис. 1).

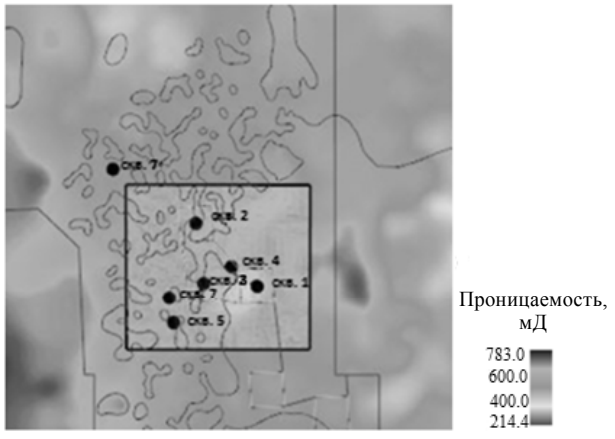


Рис. 1. Выбор сектора моделирования
Fig. 1. Selecting of a sector for modeling

Алгоритм вейвлет-преобразований структурной поверхности пласта

Под вейвлет-преобразованием [6, 7] понимают разложение сигнала по системе вейвлетов-функций, каждая из которых является сдвинутой и масштабированной (сжатой или растянутой) копией одной функции – порождающего вейвлета. На уровне вейвлет-коэффициентов вейвлет-разложение можно представить в виде

$$f(x) = cA_0 \to \{cA_1, cD_1\} \to \{cA_2, cD_2, cD_1\} \to \cdots \to \{cA_N, cD_{N-1}, \ldots cD_1\}, \quad (13)$$

где cA_i – коэффициенты аппроксимации глубины разложения i; cD_i – детализирующие коэффициенты глубины разложения i.

Вейвлет-преобразованием функции является нахождение коэффициентов $\{cA_N, cD_{N-1}, cD_1\}$.

Вейвлет-анализ включает следующие этапы:

1. Выбор начального приближения функции. Если функция $f(x)$ задается массивом значений, то эти значения берутся за начальное приближение.

2. Выбор точности разложения и определение коэффициентов разложения $\{cA_N, cD_{N-1}, cD_1\}$.

Выделяют два вида вейвлет-преобразований: непрерывные и дискретные. Для работы с дискретными сигналами применяется метод преобразования, известный как алгоритм Малла [5].

Он заключается в следующем: исходный сигнал раскладывается на две составляющие – карту локальной составляющей и сглаженную уменьшенную версию оригинала. Этот процесс может повторяться многократно, причем каждый раз в качестве входящего сигнала используется сглаженная версия с предыдущего шага, то есть функция $f_0(x)$, согласно концепции кратномасштабного анализа, декомпозируется на две функции $f_1(x)$ – тренд и $e_1(x)$ – локальную составляющую [8, 9]:

$$f_0(x) = f_1(x) + e_1(x) = \sum_k c_{1,k}\varphi_{1,k}(x) + \sum_k d_{1,k}\psi_{1,k}(x), \quad (14)$$

где $\varphi_{1,k}(x)$ – масштабирующая функция, $\psi_{1,k}(x)$ – вейвлет-функция.

С учетом того, что масштабирующая функция образует базис соответствующего пространства, из

$$\begin{aligned}(\varphi_{m+1,k}(x)) &= \sqrt{\sum_p h_p \varphi_{m,p-2k}(x), \varphi_{m,n-2k}(x))} = \\ &= \sqrt{\sum_p h_p \left(\varphi_{m,p-2k}(x), \varphi_{m,n-2k}(x)\right)} = \sqrt{2}h_n\end{aligned} \quad (15)$$

можно получить

$$\begin{aligned}c_{1,k} &= \left(\varphi_{1,k}(x), f_1(x)\right) = \left(\varphi_{1,k}(x), f_0(x) - e_1(x)\right) = \left(\varphi_{1,k}(x), \sum_n c_{0,n}(x)\right) = \\ &= \sum_{n\in Z} c_{0,n}\left(\varphi_{1,k}(x), \varphi_{0,n}(x)\right) = \sqrt{2}\sum_{n\in Z} c_{0,n}h_{n+2k}.\end{aligned} \quad (16)$$

При этом возможно итеративное вычисление коэффициентов $c_{j,k}$ и $d_{j,k}$ без непосредственного использования функций $\varphi(x)$ и $\psi(x)$. По аналогии с выражением (3) для произвольного j можно записать

$$c_{j,k} = \sqrt{2}\sum_n c_{j-1,n} h_{n+2k}; \tag{17}$$

$$d_{j,k} = \sqrt{2}\sum_n d_{j-1,n} g_{n+2k}. \tag{18}$$

Таким образом, были получены две новые последовательности полностью дискретного процесса декомпозиции.

Последовательности h_n и g_n называются фильтрами и зависят от выбора вейвлета. Поскольку процесс декомпозиции дискретный, то для решения рассматриваемой задачи необходимо анализировать сигнал, представляющий собой функцию двух переменных [8, 9].

В нашем случае алгоритм вейвлет-разложения матрицы можно представить в виде схемы (рис. 2).

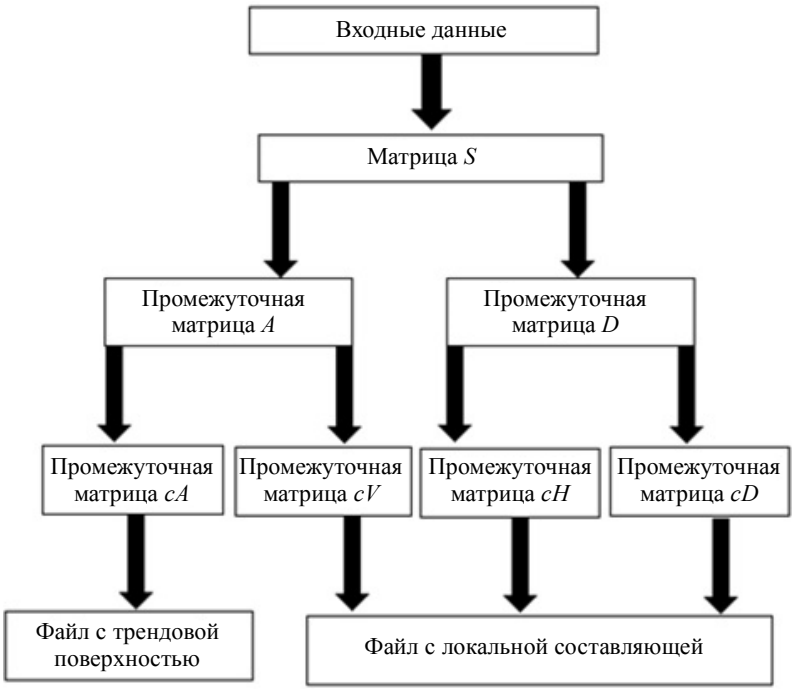


Рис. 2. Схема проведения преобразований
Fig. 2. Block diagram for transformations

Пусть $S = \{S_{i,j}\}$ – матрица, значения элементов которой соответствуют значениям в узлах сеточной области гидродинамической модели, представляющей карту структурной поверхности пласта. Пусть по оси OX число узлов – N, по оси OY – M. Вейвлет-разложение (декомпозиция) для сеточной области S проводится по формулам

$$A_{ij} = \sum_{k=0}^{l} h_k s_{2i+k,j}; \tag{19}$$

$$D_{ij} = \sum_{k=0}^{l} g_k s_{2i+k,j}; \quad (20)$$

$$cA_{ij} = \sum_{k=0}^{l} h_k A_{2i+k,j}; \quad (21)$$

$$cV_{ij} = \sum_{k=0}^{l} g_k A_{2i+k,j}; \quad (22)$$

$$cH_{ij} = \sum_{k=0}^{l} h_k D_{2i+k,j}; \quad (23)$$

$$cD_{ij} = \sum_{k=0}^{l} h_k D_{2i+k,j}. \quad (24)$$

В результате получаем матрицы: *cA* – усредненные значения исходной карты структурной поверхности, уточняющие коэффициенты: *cV* – «по вертикали»; *cH* – «по горизонтали»; *cD* – «по диагонали».

Уровень разложения выбирают в зависимости от того, какую информацию необходимо получить. Если требуется узнать о мелких куполах структурной поверхности пласта, то ограничиваются первым уровнем разложения. Если интересуют только крупные купола, то необходимо продолжать декомпозицию.

Вейвлет-преобразование дает возможность представлять поверхность в различных масштабах, таким образом, выявлять как мелкие, так и крупные локальные структурные изменения кровли пласта. Моделирование проницаемости осуществлялось на основе нормировки карты вейвлетов третьего уровня по линейной зависимости от амплитуды:

$$k = 0.16Z + 0.011, \quad (25)$$

где k – абсолютная проницаемость (мкм^2), Z – амплитуда карты вейвлет-разложений (м).

Все вейвлет-преобразования карты структурной поверхности Бажено-Абалакских отложений были выполнены в программном продукте компании ROXAR, предназначенном для геологического моделирования, и были представлены в трехмерном виде (в виде кубов). Значения для куба абсолютной проницаемости при расчете с использованием уравнения (14) были взяты по модулю, так как они не могут принимать отрицательных значений.

Анализ полученных результатов

Полученные с помощью вейвлет-преобразований значения коэффициентов подбирались в ходе настройки гидродинамической модели на исторические данные на симуляторе.

С их использованием получено детальное представление амплитуды структурной поверхности Бажено-Абалакских отложений, которое соответствует геологическому представлению (рис. 3).

Из рис. 3 видно, что для коллекторов с ВФЕС Бажено-Абалакского комплекса отложений наиболее продуктивными являются зоны структурных нарушений – зоны прогибов и куполов, обладающих повышенной трещиноватостью. Полученные карты, помимо восстановления куба абсолютной проницаемости для гидродинамического моделирования, можно использовать также для прогнозирования вариантов разработки и расстановки проектного фонда скважин в продуктивных зонах.

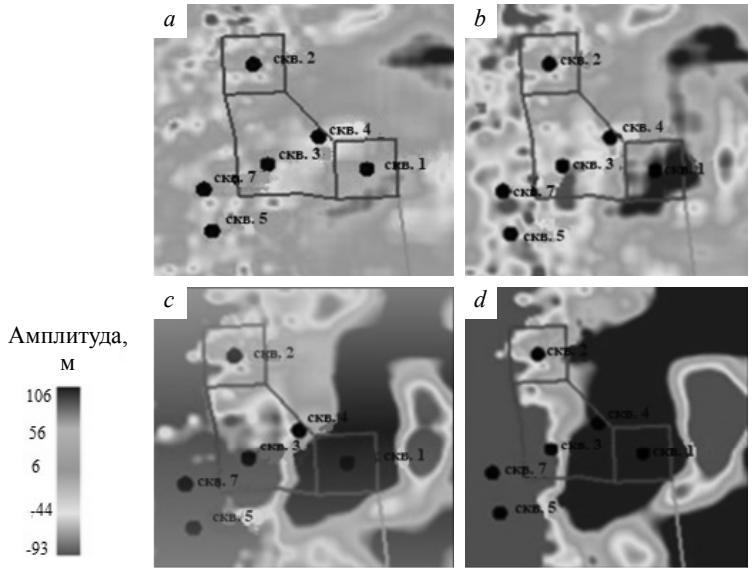


Рис. 3. Нормировки карты вейвлетов по линейной зависимости от амплитуды: *a* – первого уровня; *b* – второго уровня; *c* – третьего уровня; *d* – четвертого уровня
Fig. 3. Normalization of a map of wavelets according to a linear dependence on the amplitude: the (*a*) first, (*b*) second, (*c*) third, and (*d*) fourth level

Основной задачей адаптации гидродинамической модели для коллекторов с ВФЕС являлся подбор коэффициентов линейной зависимости проницаемости от локальной составляющей структурной поверхности и настройка их на исторические данные работы скважин. С помощью вейвлет-преобразований нами получены карты вейвлет-разложений разной детальности. В ходе гидродинамических расчетов выяснилось, что лучшие результаты настройки модели получаются с использованием карты вейвлетов третьего уровня и линейной зависимости от данной карты, по которой отстраивается куб абсолютной проницаемости. Коэффициенты, влияющие на точность этой функции, подобраны эмпирически (путем сравнения полученных результатов расчета с историческими данными).

На рис. 4 и 5 приведены результаты настройки коэффициентов на исторические показатели добычи нефти секторной модели и секторной поскважинной настройки на исторические замеры забойных давлений на последнюю дату.

Как видно из рис. 4, результаты расчетов и исторические данные практически совпадают, а поскважинная настройка сектора на исторические замеры забойных давлений (рис. 5) показала, что расчетные данные лежат в пределах 20 %-й зоны [10], следовательно, использование метода вейвлет-преобразований позволило

адекватно воспроизвести динамику работы скважин в соответствии с требованиями регламента, что позволяет сделать заключение о пригодности данной гидродинамической модели для расчета прогнозных вариантов, так как при адаптации удалось воспроизвести энергетическое состояние объекта и динамику добычи нефти.

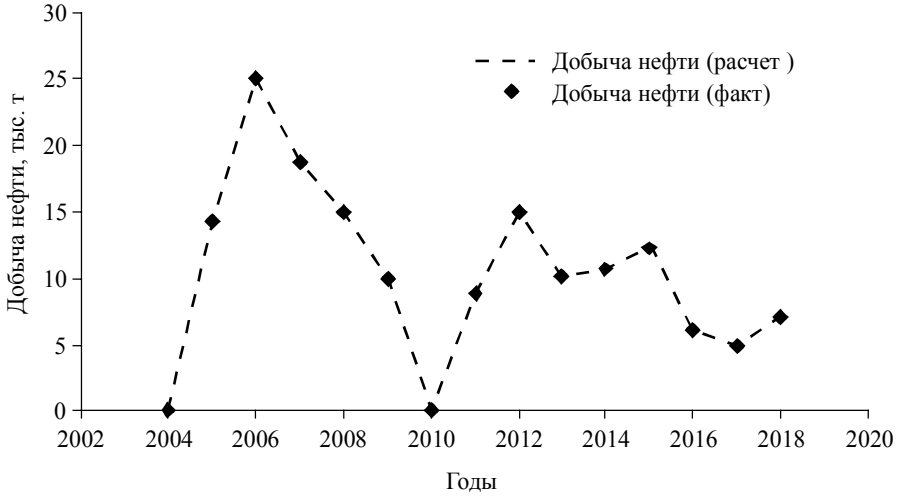


Рис. 4. Результаты настройки на исторические показатели добычи нефти секторной модели
Fig. 4. Results of the history matching in oil production

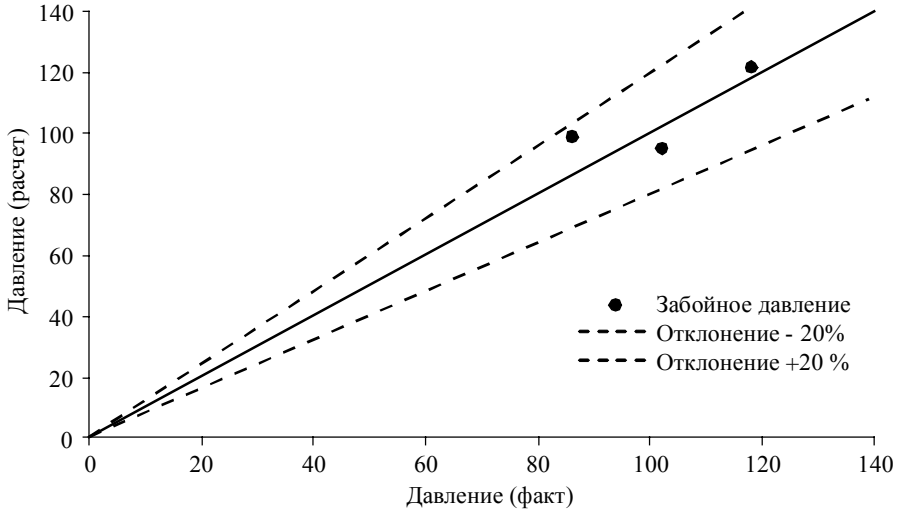


Рис. 5. Результаты секторной поскважинной настройки на исторические замеры забойных давлений на последнюю дату
Fig. 5. Results of the downhole historical matching for bottom-hole pressure measurements on the last date

Заключение

Использование метода вейвлет-преобразований для восстановления куба абсолютной проницаемости сектора гидродинамической модели Бажено-Абалакских отложений одного из месторождений Красноленинского свода показало возможность корректной настройки гидродинамической модели, а также возможность расчета прогнозных показателей для коллекторов с ВФЕС.

Полученные карты амплитудных отклонений позволяют сделать обоснованный прогноз продуктивных зон по площади Бажено-Абалакских отложений, что позволит эффективнее разместить проектный фонд скважин по площади объекта.

Показано, что использование метода вейвлет-преобразований для восстановления куба абсолютной проницаемости для гидродинамического моделирования имеет перспективы применения на месторождениях, сложенных коллекторами с ВФЕС.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Соколов В.С.* Моделирование разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие для студентов образовательных организаций высшего образования, обучающихся по направлению подготовки магистратуры «Нефтегазовое дело». Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 142 с.
2. *Douglas J.Jr.*, *Peaceman D.W.*, *Rachford H.H.Jr*. A method for calculating multi-dimensional immiscible displacement // Trans. SPE AIME 1959. V. 216. P. 297–306.
3. *Zgangxin Chen*, *Gyamrem Huan*, *Yuanle Ma.* Computational methods for multiphase flows in porous media. Dallas, Texas: Southern Methodist University, 2006.
4. *АнтипинМ.А.*, *Плиткина Ю.А.*, *ДевятковА.П.*, *Вершинина А.В.* Развитие аппарата структурного анализа в рамках методики локализации остаточных запасов нефти на примере Покровского месторождения Самарской области // Оптимизация технологий разработки нефтяных месторождений: сб. 2008. № 2. С. 5–11.
5. *Бриллиант Л.С.*, *Клочков А.А.*, *Антипин М.А.* Методология исследований структуры остаточных запасов нефти на примере объекта $БВ_8^2$ Варьеганского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2005. № 1. С. 98–100.
6. *Бюшгенс С.С.* Дифференциальная геометрия. М.: Изд-во ЛКИ, 2008. 304 с.
7. *Новиков С.П.*, *Фоменко А.Т.* Элементы дифференциальной геометрии и топологии. М.: Наука, 1987. 431 с.
8. *Шумилов Б.М.* Алгоритм с расщеплением вейвлет-преобразования эрмитовых кубических сплайнов // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. 2010. № 4(12). С. 45–55
9. *Воробьев В.П.*, *Грибунин В.Г.* Теория и практика вейвлет-преобразований. СПб.: Изд-во ВУС, 1999. 204 с.
10. *Петухов А.П.* Введение в теорию базисов всплесков. СПб.: СПбГУ, 1999. 132 с.
11. *Временный* регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС: протокол ЦКР Роснедр по УВС от 19 апреля 2012 г. № 5370.

Статья поступила 15.05.2020

Orlov A.A., Russkikh A.S. (2020) RECOVERY OF ABSOLUTE PERMEABILITY OF HYDROCARBON DEPOSITS WITH SECONDARY POROSITY–PERMEABILITY PROPERTIES USING WAVELET TRANSFORMS *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. Matematika i mekhanika* [Tomsk State University Journal of Mathematics and Mechanics]. 68. pp. 106–117

DOI 10.17223/19988621/68/10

Keywords: secondary porosity–permeability properties, absolute permeability, wavelet transform, hydrodynamic modeling.

Due to depletion of hydrocarbon reserves in “traditional” porous reservoirs, it becomes necessary to study and evaluate the prospects for the development of reservoirs with secondary porosity–permeability properties (SPP).

Permeability in reservoirs with SPP is described in a hydrodynamic simulator using a dual-environment model represented as a set of porous blocks (matrix) separated by a system.

One of the most important hydrodynamic model (HDM) parameters is the absolute reservoir permeability coefficient. However, recovery of the latter for reservoirs with SPP by standard methods is impossible. The purpose of this research is to restore a cube of the absolute permeability of a hydrocarbon reservoir with SPP using the wavelet transform method which accounts for the structure, to reproduce well dynamics in the HDM, and to analyze the applicability of the obtained maps when predicting distribution of productive zones.

Wavelet-decomposition maps give a detailed description of the structural surface amplitude corresponding to the geological representation: the most productive zones are those with structural failures such as bending or dome.

The downhole historical matching for bottom-hole pressure measurements and the dynamics of the work implemented using the wavelet transform method are performed in accordance with regulation requirements, which allow one to use a hydrodynamic model in the calculation of predictive options.

Aleksey A. ORLOV (Doctor of Technical Sciences, Professor, Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation). E-mail: orlovaa@tpu.ru

Anastasiya S. RUSSKIKH (Lead Engineer, Tyumen Branch of SurgutNIPIneft of Surgutneftegas, Tyumen, Russian Federation). E-mail: anastasiya_russkih@bk.ru

REFERENCES

1. Sokolov V.S. (2014) *Modelirovanie razrabotki neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy: uchebnoe posobie dlya studentov obrazovatel'nykh organizatsiy vysshego obrazovaniya, obuchayushchikhsya po napravleniyu podgotovki magistratury "Neftegazovoe delo"* [Modeling of the oil and gas reservoir engineering: a textbook for students of institutions of higher education studying in the direction of master's in Oil and Gas Engineering]. Tyumen: TSOGU.
2. Douglas J.Jr., Peaceman D.W., Rachford H.H.Jr. (1959) A method for calculating multi-dimensional immiscible displacement. *Petroleum Transactions*, *AIME.* 216. pp. 297–306. DOI: 10.2118/1327-G.
3. Chen Z., Huan G., Ma Y. (2006) *Computational Methods For Multiphase Flows In Porous Media*. Dallas, Texas: Southern Methodist University
4. Antipin M.A., Plitkina Yu.A., Devyatkov A.P., Vershinin A.V. (2008) Razvitie apparata strukturnogo analiza v ramkakh metodiki lokalizatsii ostatochnykh zapasov nefti na primere Pokrovskogo mestorozhdeniya Samarskoy oblasti [Development of the apparatus of structural analysis in the framework of a methodology for localizing residual oil reserves using the example of the Pokrovsky field in the Samara region]. *Optimizatsiya tekhnologiy razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy*. 2. pp. 5–11.

5. Brilliant L.S., Klochkov A.A., Antipin M.A. (2005) Metodologiya issledovaniy struktury ostatochnykh zapasov nefti na primere ob''ekta BV82 Var'eganskogo mestorozhdeniya [A methodology for studying the structure of residual oil reserves using the example of the BV_8^2 object of the Varyogansk field]. *Neftyanoe hozyaystvo – Oil industry*. 1. pp. 98–100.
6. Byushgens S.S. (2008). *Differentsial'naya geometriya* [Differential geometry]. Moscow: LKI Publishing House.
7. Novikov S.P., Fomenko A.T. (1987) *Elementy differentsial'noy geometrii i topologii* [Elements of differential geometry and topology]. Moscow: Nauka.
8. Shumilov B.M. (2010) Algoritm s rasshchepleniem veyvlet-preobrazovaniya ermitovykh kubicheskikh splaynov [An algorithm with splitting of the wavelet transform of Hermitian cubic splines]. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. Matematika i mekhanika – Tomsk State University Journal of Mathematics and Mechanics*. 4(12). pp. 45–55.
9. Vorob'ev V.P., Gribunin V.G. (1999) *Teoriya i praktika veyvlet-preobrazovaniy* [Theory and practice of wavelet transforms]. Saint Petersburg: VUS Publishing House.
10. Petukhov A.P. (1999) *Vvedenie v teoriyu bazisov vspleskov* [Introduction to the theory of burst bases]. Saint Petersburg: Saint Petersburg State University.
11. *Vremennyy reglament otsenki kachestva i priemki trekhmernykh tsifrovykh geologo-gidrodinamicheskikh modeley*, *predstavlyaemykh pol'zovatelyami nedr v sostave tekhnicheskikh proektov razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodnogo syr'ya na rassmotrenie CKR Rosnedr po UVS: protokol CKR Rosnedr po UVS ot 19 aprelya 2012 g. № 5370* [Temporary regulations for assessing the quality and acceptance of three-dimensional digital geological and hydrodynamic models submitted by subsoil users as a part of technical projects for the development of hydrocarbon deposits for consideration by RCRC Rosnedr for HCS: protocol of CCR Rosnedr for HCS dated April 19, 2012 No. 5370].

Received: May 15, 2020