

УДК 622.276

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-6-35-46

Интегрированная модель «пласт-скважина» на основе D-CRMP

В. И. Лебедев^{1,2*}, Э. Н. Мусакаев^{1,3}, Н. Г. Мусакаев^{1,2}, С. П. Родионов¹

¹Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

³ООО «НефтьГазИсследование», Тюмень, Россия

*vilebedev.72@gmail.com

Аннотация. Активное применение интегрированного моделирования в планировании разработки нефтяных месторождений обусловило проведение исследований, связанных с преодолением проблем его практического применения. Обычно в качестве компонента, отвечающего за подземную часть, применяется трехмерная гидродинамическая модель, для которой характерны высокая вычислительная сложность и низкая достоверность исходных данных. Поэтому целями исследования являются построение интегрированной модели «пласт-скважина», не имеющей этих недостатков, и проверка ее адекватности. В работе представлена интегрированная модель для оперативного принятия решений при разработке нефтяных месторождений, а также анализа характеристик межскважинного пространства, которая не требует априорной информации о пласте. Интегрированная модель «пласт-скважина» основана на разновидности аналитической модели «емкости-сопротивления» (CRM), позволяющей учитывать периоды остановок добывающих скважин. Расчет добычи нефти проводится с помощью модели Ковалья. Расчет распределения давления в скважинах проводится по корреляции, аналогичной используемой в программе «ГНавигатор». Проведено сравнение результатов расчетов, полученных с помощью интегрированной модели на основе D-CRMP, с расчетами в программе «ГНавигатор».

Ключевые слова: оптимизация разработки нефтяных месторождений, прогноз добычи углеводородов, взаимовлияние скважин, аналитическая модель, модель Ковалья, профиль давления в скважине

Благодарности: Работа выполнена в рамках государственного задания (№ госрегистрации 121030500156-6)

Для цитирования: Интегрированная модель «пласт-скважина» на основе D-CRMP / В. И. Лебедев, Э. Н. Мусакаев, Н. Г. Мусакаев, С. П. Родионов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-6-35-46 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 6. – С. 35–46.

Integrated model "reservoir-well" based on D-CRMP

Vladimir I. Lebedev^{1,2*}, Emil N. Musakaev^{1,3}, Nail G. Musakaev^{1,2}, Sergey P. Rodionov¹

¹Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of SB RAS, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

³NS Digital LLC, Tyumen, Russia

*vilebedev.72@gmail.com

Abstract. The active use of integrated modeling in reservoir engineering of oil fields has led to research to overcome the problems of its practical application. Typically, a 3D hydrodynamic model is used as a component characterizing the fluid flow in the reservoir. The downsides of the model are high computational complexity and low reliability of the initial data. Therefore, the objectives of the study are to construct an integrated reservoir-well model that does not have these drawbacks and to verify its adequacy. The article presents an integrated model for fast decision-making in the development of oil fields, as well as for analysis of the characteristics of the interwell space, which doesn't require prior information about the reservoir. The integrated model is based on a representation of the analytical capacitance-resistance model (CRM), which considers shutdown periods of production wells. Oil flow rates are calculated using the Koval method. The pressure distribution in wells is calculated using a correlation similar to that used in the tNavigator software. A comparison was made between the calculation results obtained using the integrated model based on D-CRMP and the calculations in the tNavigator.

Keywords: reservoir engineering, production forecast, interwell connectivity, analytical model, Koval method, well pressure profile

Acknowledgments: The work was carried out within the framework of the state order (state registration No. 121030500156-6)

For citation: Lebedev, V. I., Musakaev, E. N., Musakaev, N. G., & Rodionov, S. P. (2023). Integrated model "reservoir-well" based on D-CRMP. Oil and Gas Studies, (6), pp. 35-46. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-6-35-46.

Введение

Актуальность работы обусловлена недостатками использования трехмерной гидродинамической модели в задаче оперативного принятия решений при разработке месторождений. Они заключаются в вычислительной сложности такой модели и использовании исходных данных с низкой достоверностью. Преодоление этих недостатков может быть достигнуто с помощью аналитической модели, основанной на уравнении материального баланса для контрольного объема каждой скважины. Особенностью данной модели является отсутствие априорной информации о свойствах пласта при ее построении. Модель позволяет оценить гидродинамические связи между соответствующими добывающими и нагнетательными скважинами, а также обнаружить зоны с аномально низкими и высокими значениями проницаемостей. Модель принадлежит семейству моделей емкости-сопротивления CRM, нашедших широкое применение в нефтяной промышленности [1]. Рассматриваемая разновидность (D-CRMP) позволяет учесть остановки добывающих скважин в данных модели перераспределением добычи в пользу соседних добывающих скважин.

Описание модели

Основное уравнение модели D-CRMP записывается следующим образом [2]:

$$q_j(t_k) = \Gamma_j(t_k) \cdot \{A + B \cdot (C - D)\}, \quad (1)$$

$$A = q_j(t_{k-1}) \cdot \exp\left(\frac{-\Delta t}{\tau_j}\right), \quad B = 1 - \exp\left(\frac{-\Delta t}{\tau_j}\right),$$

$$C = \sum_{i=1}^{n_I} \frac{f_{ij}}{\sum_{j=1}^{n_P} \Gamma_j(t_k) \cdot f_{ij}} \cdot I_i(t_k), \quad D = J_j \cdot \tau_j \cdot \frac{P_{wf,j}^k - P_{wf,j}^{k-1}}{\Delta t},$$

где j — номер добывающей скважины; i — номер нагнетательной скважины; t_k — момент времени; k — номер временного шага; Δt — временной шаг; q — дебит добывающей скважины жидкости; I — приемистость нагнетательной скважины; Γ — индикаторная функция; P_{wf} — забойное давление добывающей скважины; n_I — суммарное число нагнетательных скважин; n_P — суммарное число добывающих скважин; f_{ij} — коэффициент взаимовлияния скважин (количество f_{ij} ограничено радиусом влияния нагнетательных скважин); τ_j — константа времени; J_j — коэффициент продуктивности.

Предложенная в работе интегрированная модель включает в себя 3 компонента: модель D-CRMP для расчета добычи жидкости, модель Коваля для нахождения обводненности, модель скважины, позволяющая рассчитать потери давления. Обводненность продукции скважины по модели Коваля определяется следующим выражением [3]:

$$f_w|_{x_D=1} = \begin{cases} 0, & t_D < \frac{1}{K_{val}} \\ \frac{K_{val} - \sqrt{\frac{K_{val}}{t_D}}}{K_{val} - 1}, & \frac{1}{K_{val}} < t_D < K_{val} \\ 1, & t_D > K_{val} \end{cases}, \quad (2)$$

где f_w — коэффициент обводненности; x_D — безразмерное расстояние по отношению к полной длине одномерной пористой среды между добывающей скважиной и связанными с ней нагнетательными скважинами; t_D — безразмерное время, характеризующее прохождение через пористую среду определенного объема закачанной в нее воды; K_{val} — безразмерный коэффициент Коваля, выражающий неоднородность коллектора и отношение вязкости нефти к вязкости закачиваемой воды. Время $t_D = \frac{W^*(t)}{V_p}$,

где $W^*(t)$ — накопленная закачка воды; V_p — поровый объем одномерной пористой среды. Накопленный объем закачанной воды $W^*(t) = \sum_{i=1}^{n_{inj}} \sum_{k=1}^{n_k} f_{ij} \cdot I_i(t_k)$, где n_{inj} — количество связанных с добывающей скважиной нагнетательных скважин; n_k — количество временных шагов.

Неизвестные параметры моделей, такие как f_{ij} , τ_j и J_j для D-CRMP и K_{val} , V_p для модели Коваля, находятся с помощью метода последовательного квадратичного программирования [4]. Целевая функция для D-CRMP

описана в работе [5]. Задача решается для всего объекта разработки одновременно, что обуславливает более высокий уровень неопределенности получаемого решения, но не требует учета соотношений между параметрами для разных элементов сетки скважин [6]. При решении обратной задачи для модели Ковалья учитывается ограничение на параметр V_p , значение которого должно находиться в пределах общего порового объема разрабатываемого пласта, деленного на количество добывающих скважин. Используется целевая функция

$$\sum_{j=1}^{n_p} \sum_{k=1}^{n_k} \left(f_w(t_k) - \frac{q_w(t_k)}{q_j(t_k)} \right)^2, \quad (3)$$

где n_p — количество добывающих скважин; $f_w(t_k)$ — расчетное значение обводненности для скважины j на временном шаге t_k ; $q_w(t_k)$ — дебит воды для скважины j на временном шаге t_k .

Рассматриваемую в работе модель предполагается использовать вместе с гидродинамическим симулятором тНавигатор, что обусловило выбор совместимых корреляций в качестве модели скважины¹. Исходными данными для модели добывающей скважины являются значения объемного дебита жидкости и нефти, рассчитанные по модели пласта (D-CRMP и модель Ковалья). Потери давления по стволу вертикальной скважины рассчитываются в двух случаях: однофазный (жидкость) двухкомпонентный (вода, нефть) поток, двухфазный (жидкость, газ) трехкомпонентный (вода, нефть, газ) поток. Несмотря на то, что модель CRM не предусматривает фильтрацию газовой фазы [7], газ может фильтроваться в пренебрежимо малых количествах, либо разгазирование может происходить непосредственно в стволе скважины. Общий градиент потерь давления в однофазном случае описывается уравнением

$$\frac{dP}{dz} = \alpha \cdot \rho \cdot g + \beta \cdot \frac{2 \cdot f \cdot v^2 \cdot \rho}{d}, \quad (4)$$

где z — координата, характеризующая глубину скважины; α — поправка множителя гидростатического давления; ρ — плотность жидкости; g — ускорение свободного падения; β — поправка множителя потерь давления на трение; f — коэффициент трения Фаннинга; v — скорость жидкости; d — диаметр канала.

Коэффициент f вычисляется по формуле

$$f = \left(\frac{1}{4 \cdot \log_{10} \left(0,2698 \cdot \left(\frac{\varepsilon}{d} \right) - \frac{5,0452}{Re} \log_{10} \left(0,3539 \cdot \left(\frac{\varepsilon}{d} \right)^{1,1098} + \frac{5,8506}{Re^{0,8981}} \right) \right)} \right)^2, \quad (5)$$

¹ тНавигатор 22.3. Руководство пользователя: дизайнер скважин. — М.: Рок Флоу Динамикс, 2022. — 274 с.

где ε — абсолютная шероховатость; $\frac{\varepsilon}{d}$ — относительная шероховатость; Re — число Рейнольдса. Число $Re = \frac{\rho \cdot v \cdot d}{\mu}$, где μ — динамическая вязкость.

В двухфазном случае используется корреляция Hagedorn & Brown. Градиент потерь давления описывается формулой

$$\frac{dP}{dz} = \frac{\rho_m \cdot g \cdot \sin(\theta) + \frac{f \cdot \rho_{ns}^2 \cdot v_m^2}{2 \cdot \rho_m \cdot d}}{1 - E_k}, \quad (6)$$

где ρ_m — плотность смеси, $\rho_m = \rho_l \cdot E_l + \rho_g \cdot (1 - E_l)$; θ — угол отклонения ствола скважины от горизонтальной поверхности; ρ_{ns} — плотность «без проскальзывания», $\rho_{ns} = \rho_l \cdot C_l + \rho_g \cdot (1 - C_l)$; C_l — начальная объемная доля жидкой фазы; v_m — скорость смеси, $v_m = v_{sl} + v_{sg}$; коэффициент $E_k = \frac{v_m \cdot v_{sg} \cdot \rho_{ns}}{P}$; v_{sg} — приведенная скорость газа; P — давление флюида на текущей глубине.

$$E_l = \Psi \cdot f_3 \cdot \left(\left(\frac{N_{lv}}{N_{gv}^{0,575}} \right) \cdot \left(\frac{P}{P_{sc}} \right)^{0,1} \cdot \left(\frac{N_{cl}}{N_d} \right) \right), \quad (7)$$

$$\Psi = f_2 \cdot \left(\frac{N_{gv} \cdot N_l^{0,38}}{N_d^{2,14}} \right),$$

$$N_{cl} = f_1 \cdot (N_l),$$

где ρ_l — плотность жидкости, $\rho_l = \frac{\rho_o \cdot R_o + \rho_w \cdot R_w}{R_o + R_w}$; R_o — мольная доля нефти; R_w — мольная доля воды; ρ_g — плотность газа; E_l — объемная доля жидкости; коэффициент $N_{lv} = 1,938 \cdot v_{sl} \cdot \left(\frac{\rho_l}{\sigma_l} \right)^{0,25}$; v_{sl} — приведенная скорость жидкости, $v_{sl} = \frac{q_o \cdot B_o + (q_w - x_{wg} \cdot q_g) \cdot B_w}{\pi \cdot r^2}$; σ_l — коэффициент поверхностного натяжения; q_o — объемный расход нефти; q_w — объемный расход воды; q_g — объемный расход газа; B_o — объемный коэффициент нефти (зависимость от давления); B_w — объемный коэффициент воды; x_{wg} — доля испаренной воды; r — радиус канала; $v_{sg} = \frac{(q_g - q_o \cdot R_s) \cdot B_g}{\pi \cdot r^2}$; R_s — доля растворенного в нефти газа (зависимость от давления); B_g — объемный коэффициент газа; $N_{gv} = 1,938 \cdot v_{sg} \cdot \left(\frac{\rho_l}{\sigma_l} \right)^{0,25}$; $N_d = 120,872 \cdot d \cdot \sqrt{\frac{\rho_l}{\sigma_l}}$; $N_l = 0,15726 \cdot \mu_l \cdot \left(\frac{1}{\rho_l \cdot \sigma_l^3} \right)^{0,25}$; μ_l — динамическая

вязкость жидкости, $\mu_l = \frac{R_o + R_w}{\frac{1}{\mu_o} R_o + \frac{1}{\mu_w} R_w}$; μ_o — динамическая вязкость нефти; μ_w — динамическая вязкость воды.

Число Рейнольдса для коэффициента трения пузырькового режима течения f , вычисляемого по уравнению (5), рассчитывается следующим образом:

$$Re = \frac{1488 \cdot \rho_{ns} \cdot d \cdot v_m}{\mu_s}, \quad (8)$$

где вязкость скольжения $\mu_s = \mu_l^{E_l} \cdot \mu_g^{1-E_l}$; μ_g — динамическая вязкость газа.

Основной проблемой, рассматриваемой в данной статье, является преодоление недостатков трехмерной гидродинамической модели в задаче оперативного принятия решений при разработке месторождений. Цель исследования — проверка адекватности интегрированной модели «пласт-скважина» на основе D-CRMP. Задачи исследования: создание гидродинамической модели в программе тНавигатор, создание интегрированной модели на основе D-CRMP, сравнение результатов расчетов обозначенных моделей.

Объект и методы исследования

В качестве гидродинамической модели используется квадратная область со стороной 9 км, разделенная на $90 \times 90 \times 1$ блоков. Кровля пласта находится на глубине 1 500 м, подошва — 1 530 м. Модель характеризуется неоднородностью по проницаемости (рис. 1). Пористость составляет 21 %. Начальная нефтенасыщенность — 100 %. Давление насыщения равно 16,6 МПа. Начальное пластовое давление составляет 34,5 МПа. Пластовая температура равна 70 °С. Средняя растворимость газа в нефти — $12,5 \text{ ст.м}^3/\text{ст.м}^3$. Сжимаемость породы — $10^{-6} \frac{1}{\text{МПа}}$. Флюид описывается моделью черной нефти. Относительная плотность нефти — 0,85, относительная плотность газа — 0,554, изотермический коэффициент сжимаемости нефти — $4,13 \cdot 10^{-6} \frac{1}{\text{МПа}}$. Коэффициент сверхсжимаемости газа — 0,9. Вязкость воды постоянна и равна 0,7 МПа · с, сжимаемость воды — $3,95 \cdot 10^{-6} \frac{1}{\text{МПа}}$, плотность — $999 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Пласт вскрыт девятиточечной сеткой вертикальных скважин, в которой по углам квадрата элемента сетки расположены добывающие скважины, остальные скважины — нагнетательные. Добывающие скважины оснащены установкой ЭЦН. Количество добывающих скважин — 289, нагнетательных — 800. Часть добывающих скважин в разные периоды останавливается. Скважины работают на режиме поддержания забойного давления: 17,37 МПа для добывающих скважин, 37,92 МПа — для нагнетательных.

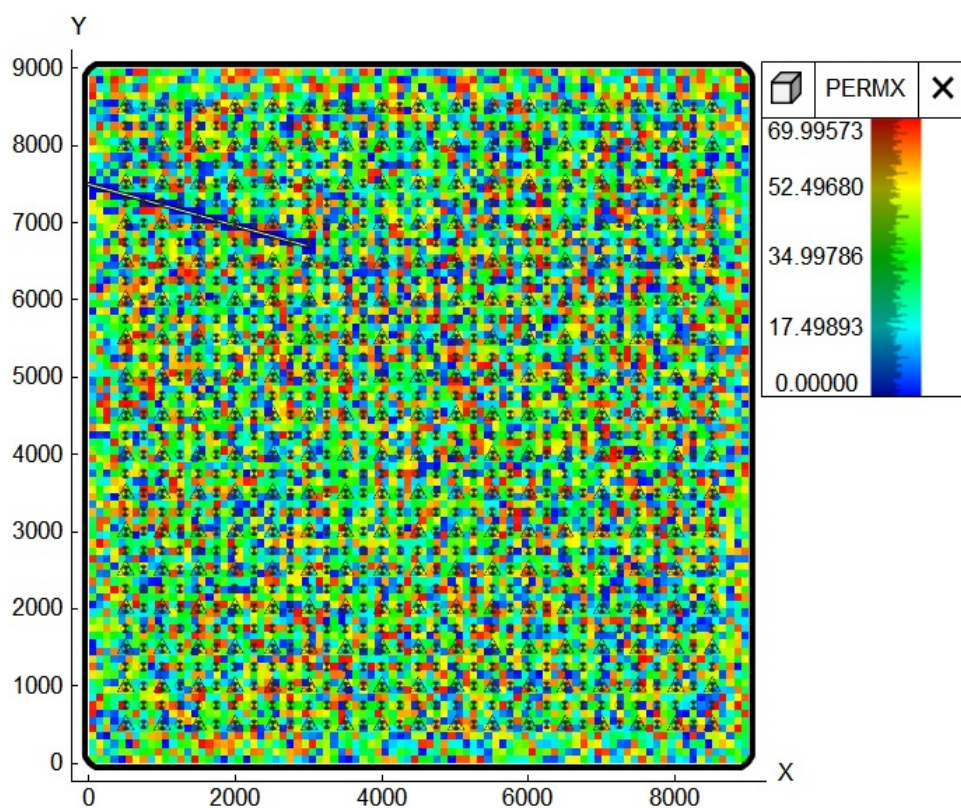


Рис. 1. Карта проницаемости рассматриваемого объекта разработки.
Треугольником обозначены добывающие скважины, кругом — нагнетательные

В результате расчетов с помощью интегрированной модели на основе D-CRMP составлено распределение коэффициентов взаимовлияния, которое сравнивается с картой на рисунке 1. Рассчитаны дебиты жидкости и нефти, составлены графики соответствия динамики добычи по обеим моделям, также проведено сравнение профилей давления по добывающим и нагнетательным скважинам.

Результаты

Распределение коэффициентов взаимовлияния скважин представлено на рисунке 2. Большие значения коэффициентов взаимосвязи соответствуют большим значениям проницаемости в пространстве между нагнетательной и добывающей скважинами.

На рисунке 3 представлен график добычи одной из останавливаемых скважин, а также реакция соседней скважины. Коэффициент детерминации выше 0,85 говорит о хорошем соответствии модели D-CRMP расчету на симуляторе.

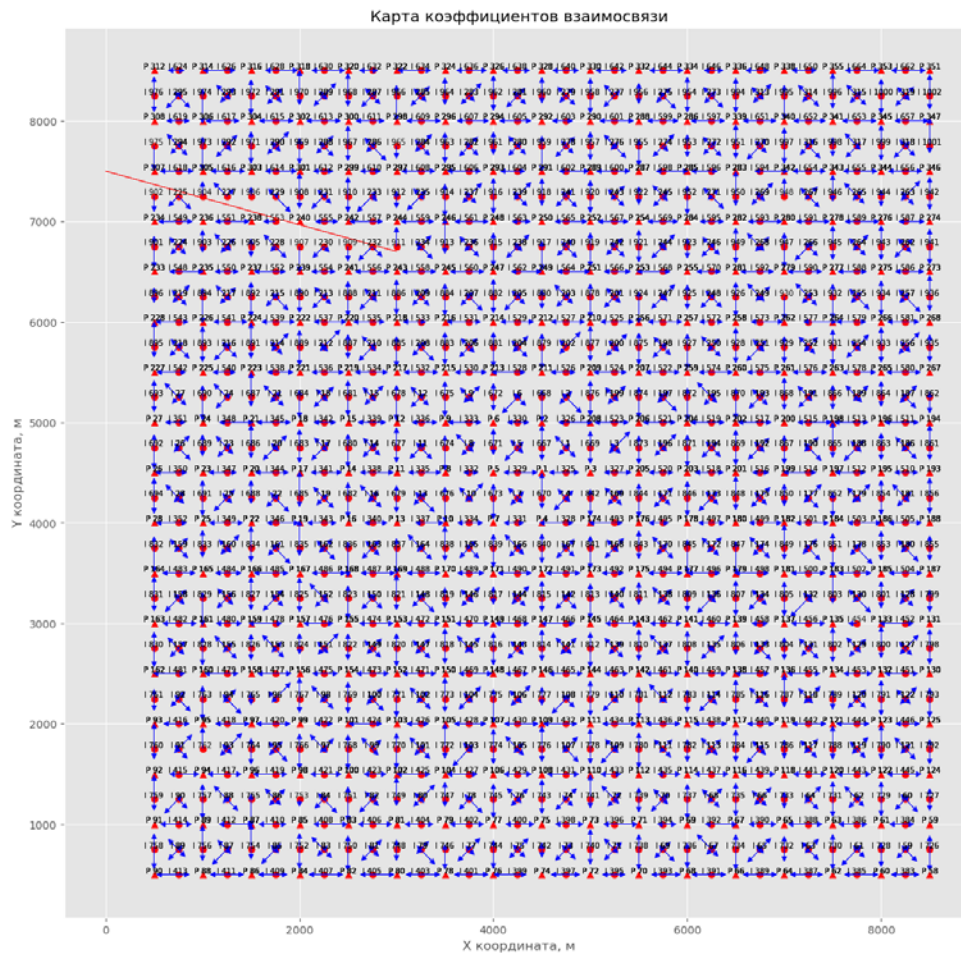


Рис. 2. Карта коэффициентов взаимовлияния скважин. Указатели стрелок показывают направление потоков, модуль — величину связи

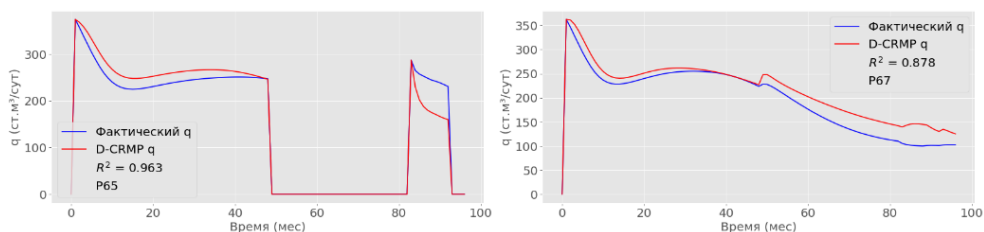


Рис. 3. Динамика изменения дебита скважин P65 и P67. Синей линии соответствует расчет в программе mНавигатор, красной — расчет D-CRMP

На рисунке 4 представлены графики накопленной добычи нефти и жидкости по всему объекту разработки. Коэффициент детерминации выше 0,95 свидетельствует о хорошем соответствии расчета по модели Ковалю расчету на гидродинамическом симуляторе.

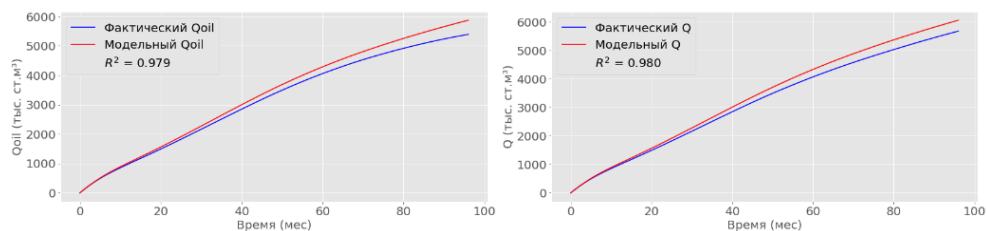


Рис. 4. Динамика добычи нефти (слева) и жидкости (справа) по всему объекту разработки

На рисунке 5 представлены профили давления для нагнетательной скважины, построенные в tНавигаторе и исследуемой модели. Погрешность составляет порядка 1 МПа.

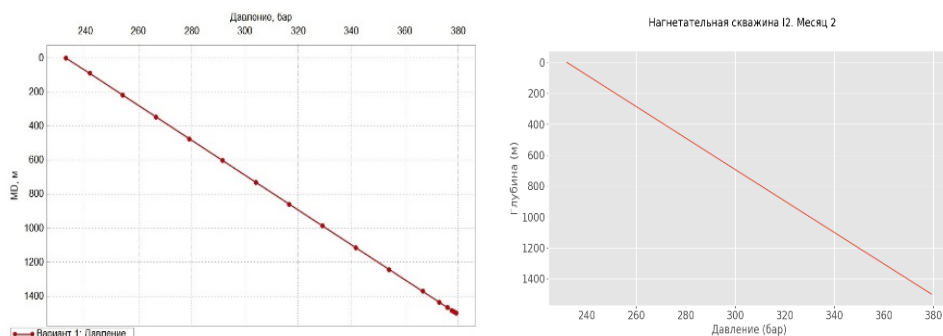


Рис. 5. Распределение давления в нагнетательной скважине I2: слева — реализация в tНавигаторе, справа — в исследуемой модели

На рисунке 6 представлены профили давления для добывающей скважины, построенные в tНавигаторе и исследуемой модели.

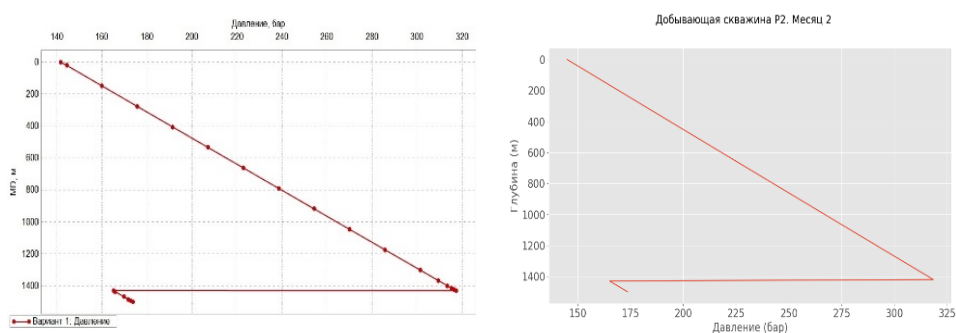


Рис. 6. Распределение давления в добывающей скважине P2: слева — реализация в tНавигаторе, справа — в исследуемой модели

Выводы

В исследовании рассмотрены результаты расчетов, полученных с использованием интегрированной модели на основе D-CRMP. Проведено

сравнение с расчетами, выполненными в программе тНавигатор. Модель демонстрирует достаточное соответствие эталону: распределение коэффициентов взаимосвязи согласуется с физическими представлениями о характере объекта разработки, коэффициенты детерминации на графиках динамики добычи жидкости и нефти расположены в пределах 0,95, благодаря чему достигается высокая степень соответствия графиков распределения давления по стволу скважин.

Список источников

1. State-of-the-Art Literature Review on Capacitance Resistance Models for Reservoir Characterization and Performance Forecasting / R. W. de Holanda, E. Gildin, J. L. Jensen [et al.]. – Text : electronic // *Energies*. – 2018. – Vol. 11. – URL: <https://doi.org/10.3390/en11123368>.
2. Salehian, M. Reservoir characterization using dynamic capacitance-resistance model with application to shut-in and horizontal wells / M. Salehian, M. Çınar. – DOI 10.1007/s13202-019-0655-4. – Direct text // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2019. – Vol. 9. – P. 2811–2830.
3. Cao, F. Oil-Rate Forecast by Inferring Fractional-Flow Models From Field Data With Koval Method Combined With the Capacitance/Resistance Model / F. Cao, H. Luo, L. W. Lake. – DOI 10.2118/173315-PA. – Direct text // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. – 2015. – Vol. 18. – P. 534–553.
4. Kraft, D. A software package for sequential quadratic programming / D. Kraft. – Koln : DLR German Aerospace Center – Institute for Flight Mechanics, 1988. – 33 p. – Direct text.
5. Решение обратной задачи в рамках модели D-CRMP с учетом прогнозных свойств / Н. Г. Мусакаев, С. П. Родионов, В. И. Лебедев, Э. Н. Мусакаев. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-2-62-82. – Текст : непосредственный // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. – 2023. – № 2. – С. 62–82.
6. Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM : монография / С. В. Степанов, А. Д. Бекман, А. А. Ручкин, Т. А. Поспелова. – DOI 10.54744/TNSC.2021.53.50.001. – Тюмень : ИПЦ «Экспресс», 2021. – 300 с. – Текст : непосредственный.
7. Sayarpour, M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods : PhD dissertation / M. Sayarpour ; University of Texas. – Austin, 2008. – URL: <https://repositories.lib.utexas.edu/handle/2152/15357>. – Text : electronic.

References

1. De Holanda, R. W., Gildin, E., Jensen, J. L., Lake, L. W., & Kabir, C. Sh. (2018). State-of-the-Art Literature Review on Capacitance Resistance Models for Reservoir Characterization and Performance Forecasting. *Energies*, (11). (In English). Available at: <https://doi.org/10.3390/en11123368>
2. Salehian, M., & Çınar, M. (2019). Reservoir characterization using dynamic capacitance-resistance model with application to shut-in and horizontal. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9, pp. 2811-2830. (In English). DOI: 10.1007/s13202-019-0655-4

3. Cao, F., Luo, H., & Lake, L. W. (2015). Oil-Rate Forecast By Inferring Fractional-Flow Models From Field Data With Koval Method Combined With The Capacitance/Resistance Model. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 18, pp. 534-553. (In English). DOI: 10.2118/173315-PA
4. Kraft, D. (1988). A software package for sequential quadratic programming. Koln (Germany), DLR German Aerospace Center - Institute for Flight Mechanics, 33 p. (In English).
5. Musakaev, N. G., Rodionov, S. P., Lebedev, V. I., & Musakaev, E. N. (2023). D-CRMP history matching considering predictive properties. Oil and Gas Studies, (2), pp. 62-82. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-2-62-82
6. Stepanov, S. V., Bekman, A. D., Ruchkin, A. A., & Pospelova, T. A. (2021). Soprovozhdenie razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy s ispol'zovaniem modelyey CRM. Tyumen, IPC "Ekspress" Publ., 300 p. (In Russian). DOI: 10.54744/TNSC.2021.53.50.001
7. Sayarpour, M. (2008). Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods: PhD dissertation. Austin. (In English). Available at: <https://repositories.lib.utexas.edu/handle/2152/15357>

Информация об авторах / Information about the authors

Лебедев Владимир Иванович, инженер-исследователь, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН; аспирант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, vilebedev.72@gmail.com

Мусакаев Эмиль Наилевич, кандидат технических наук, научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН; специалист по интегрированному моделированию, ООО «НефтьГазИсследование», г. Тюмень

Мусакаев Наиль Габсалямович, доктор физико-математических наук, профессор, главный научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН; профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Vladimir I. Lebedev, Research Engineer, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS; Postgraduate, Industrial University of Tyumen, vilebedev.72@gmail.com

Emil N. Musakaev, Candidate of Engineering, Researcher, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS; Integrated Modeling Specialist, NS Digital LLC, Tyumen

Nail G. Musakaev, Doctor of Physics and Mathematics, Professor, Chief Researcher, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS; Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Родионов Сергей Павлович, **Sergey P. Rodionov,** Doctor
доктор физико-математических наук, of Physics and Mathematics, Chief
главный научный сотрудник, Тюмен- Researcher, Tyumen Branch of the
ский филиал Института теоретиче- Khristianovich Institute of Theoretical
ской и прикладной механики and Applied Mechanics SB RAS
им. С. А. Христиановича СО РАН,
г. Тюмень

Статья поступила в редакцию 09.11.2023; одобрена после рецензирования 20.11.2023; принята к публикации 23.11.2023.

The article was submitted 09.11.2023; approved after reviewing 20.11.2023; accepted for publication 23.11.2023.