

# Особенности моделирования продуктивности залежей в карбонатных коллекторах турнейского яруса Урало-Поволжья

Любовь Сергеевна КУЛЕШОВА\*

Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском, Октябрьский, Республика Башкортостан, Россия

## Аннотация

**Актуальность работы** обусловлена низким уровнем представительности результатов определения коэффициента продуктивности по данным гидродинамических исследований для их использования при решении задач разработки нефтяных месторождений, в частности, регулирования процесса отбора запасов нефти и эффективного ввода новых залежей в промышленную эксплуатацию. Ключевой особенностью коэффициента продуктивности как интегрального показателя, отражающего в полной мере различные свойства продуктивных пластов и насыщающих их флюидов, является высокая подверженность его влиянию множества факторов, возникающих при бурении и освоении скважин. Это накладывает определенные трудности при реализации оперативного мониторинга изменения показателей и принятия качественных управленческих решений в условиях различной плотности геолого-промысловых данных.

**Цель исследования** заключается в проведении геолого-статистического моделирования продуктивности залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам турнейского яруса Урало-Поволжья, отдельно по группам объектов, выделенных в ходе процедуры идентификации.

**Методы исследования** – методы распознавания образов, многомерный линейный корреляционно-регрессионный анализ, дискриминантный анализ.

**Результаты и выводы.** При проведении моделирования продуктивности залежей установлено, что в условиях различных групп объектов степень и характер влияния геолого-физических параметров на продуктивность могут различаться ввиду наличия особенностей, не отражаемых с помощью используемых и контролируемых данных. Предложены модели для прогноза коэффициентов продуктивности на основе косвенных данных, применение которых позволяет произвести актуальный расчет данного показателя в случае отсутствия возможности достоверного определения продуктивности по гидродинамике.

**Ключевые слова:** геолого-статистическое моделирование, залежи карбонатных коллекторов, разработка нефтяных месторождений, плотность геолого-промысловых данных, группирование объектов, коэффициент продуктивности.

## Введение

Как показывает практика разработки месторождений, коэффициент продуктивности скважин, определенный по данным гидродинамических исследований, под действием ряда факторов изменяется в процессе эксплуатации месторождений и не всегда отражает реальные фильтрационные свойства пласта [1, 2]. Кроме того, как показывают приведенные исследования [3, 4], большое влияние на достоверность определения реальных свойств пласта оказывают процессы загрязнения и последующей очистки призабойной зоны от продуктов бурения.

В этих условиях важно знать реальную продуктивность залежей, очищенную от посторонних «шумов», поскольку именно она во многом определяет конечные технологические показатели разработки, важнейшими из которых являются время разработки и конечный коэффициент нефтеизвлечения. Одним из способов решения этой задачи является геолого-статистическое моделирование про-

дуктивности с использованием геолого-промыслового материала по объектам, находящимся длительное время в разработке [5, 6].

## Методология

Применительно к залежам турнейского яруса, приуроченным к Южно-Татарскому своду (ЮТС), Благовеценской впадине (БВ) и Бирской седловине (БС) Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУНГП), выделены группы объектов на основании проведения глубокой идентификации среди длительно эксплуатируемых залежей нефти, разбуренных достаточно плотно скважинами различного назначения. По добывающим скважинам этих залежей были отобраны значения коэффициентов продуктивности, определенные в период стабилизации  $K_{\text{прод}}$  после выхода скважин на максимальный оптимальный дебит, и рассчитывалось среднее значение коэффициента продуктивности по каждому объекту.

\*mark@of.ugntu.ru

С использованием многомерного линейного корреляционно-регрессионного анализа было проведено построение моделей, где в качестве функции использован коэффициент продуктивности, а в качестве аргументов –  $H_{зал}$  – глубина залегания пласта, м;  $H_э$  – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м;  $H_э^p$  – эффективная нефтенасыщенная толщина в зоне разбуривания, м;  $H_{пн}$  – средняя толщина нефтенасыщенных пропластков, м;  $m_r$  – коэффициент пористости по геофизике, %;  $m_k$  – коэффициент пористости по керну, %;  $K_n$  – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;  $K_{прон}$  – коэффициент проницаемости, мкм<sup>2</sup>;  $K_{пн}$  – коэффициент песчаности, доли ед.;  $K_p$  – коэффициент расчлененности;  $t_{пл}$  – начальная пластовая температура, К;  $P_{пл}$  – начальное пластовое давление, МПа;  $\mu_n$  – вязкость нефти в пластовых условиях, мПа · с;  $\mu_о$  – относительная вязкость нефти;  $\rho_n$  – плотность нефти в пластовых условиях, т/м<sup>3</sup>;  $P_{нас}$  – давление насыщения нефти газом, МПа;  $G$  – газосодержание пластовой нефти, м<sup>3</sup>/т.

Кроме того, в качестве аргументов использовались параметры, характеризующие степень неупорядоченности системы по эффективной нефтенасыщенной толщине, толщине нефтенасыщенных пропластков, пористости по геофизике, т. е. параметры, характеризующие геологическую неоднородность объектов:

–  $K_{неод}$  – комплексный показатель неоднородности по М. А. Токареву;

– по эффективной нефтенасыщенной толщине:  $\delta_{Hэ}$  – среднее квадратическое отклонение;  $W_{Hэ}$  – коэффициент вариации;  $\Theta_{Hэ}$  – энтропия;  $\bar{\Theta}_{Hэ}$  – относительная энтропия;  $\Pi_{Hэ}$  – параметр неоднородности;

– по толщине нефтенасыщенных пропластков:  $\delta_{Hпн}$  – среднее квадратическое отклонение;  $W_{Hпн}$  – коэффициент вариации;  $\Theta_{Hпн}$  – энтропия;  $\bar{\Theta}_{Hпн}$  – относительная энтропия;  $\Pi_{Hпн}$  – параметр неоднородности;

– по пористости по данным геофизических исследований:  $\delta_m$  – среднее квадратическое отклонение;  $W_m$  – вариация;  $\Theta_m$  – энтропия;  $\bar{\Theta}_m$  – относительная энтропия;  $\Pi_m$  – параметр неоднородности.

### Результаты

Применительно к турнейским залежам Бирской седловины получены следующие модели:

– по объектам группы 2.4.10.10.1:

$$K_{прод} = 49,3 + 1,32 H_э^p + 15,18 H_э - 32,1 \delta_{Hэ} + 1,14 W_{Hэ} + 20,6 H_{пн} - 63,1 \delta_{Hпн} + 0,43 W_{Hпн} + 7,94 m_r - 15,4 m_k - 32,9 \delta_m + 3,64 W_m - 17,5 \Theta_{Hэ} + 11,4 \Theta_{Hпн} \quad (R^2 = 0,901); \quad (1)$$

– по объектам группы 2.4.10.10.2:

$$K_{прод} = -105,1 + 0,18 H_э^p - 0,58 H_э + 2,78 \delta_{Hэ} - 0,01 W_{Hэ} - 0,45 H_{пн} + 3,1 \delta_{Hпн} + 0,06 W_{Hпн} + 0,14 m_r + 17,3 m_k - 8,12 \delta_m + 0,72 W_m - 135 K_n - 2,31 \Theta_{Hэ} - 3,84 \Theta_{Hпн} - 1,19 \Theta_m - 0,22 K_p + 10,7 \bar{\Theta}_{Hэ} + 0,50 \bar{\Theta}_{Hпн} - 1,26 \bar{\Theta}_m - 0,21 K_{неод} - 0,02 \Pi_{Hэ} + 0,002 \Pi_{Hпн} + 0,05 \Pi_m + 8,29 K_{пн} \quad (R^2 = 0,932); \quad (2)$$

– по объектам группы 2.4.10.10.3:

$$K_{прод} = -144,1 + 3,57 H_э - 0,98 H_э^p - 1,05 \delta_{Hэ} + 0,05 W_{Hэ} + 2,91 H_{пн} + 3,77 \delta_{Hпн} - 0,003 W_{Hпн} + -1,14 \bar{\Theta}_{Hэ} + 1,23 \bar{\Theta}_{Hпн} + 4,97 \bar{\Theta}_m + 0,13 K_{неод} - 0,005 \Pi_{Hэ} - 0,002 \Pi_{Hпн} - 0,028 \Pi_m + 1,15 m_r + 9,71 m_k - 6,23 \delta_m + 0,84 W_m + 1,94 \Theta_{Hэ} - 6,95 \Theta_{Hпн} - 0,58 \Theta_m - 1,28 K_p + 3,39 K_{пн} \quad (R^2 = 0,910); \quad (3)$$

– по объектам группы 2.4.10.10.4:

$$K_{прод} = -125,5 + 2,81 H_э - 0,86 H_э^p - 0,44 \delta_{Hэ} + 0,05 W_{Hэ} + 0,93 H_{пн} + 6,48 \delta_{Hпн} - 0,05 W_{Hпн} + 1,12 m_r + 18,2 m_k - 6,58 \delta_m - 0,84 W_m - 141,1 K_n + 1,36 \Theta_{Hэ} - 5,79 \Theta_{Hпн} - 0,78 \Theta_m - 0,93 K_p + 0,92 \bar{\Theta}_{Hэ} + 0,71 \bar{\Theta}_{Hпн} + 3,68 \bar{\Theta}_m + 0,075 K_{неод} - 0,005 \Pi_{Hэ} - 0,008 \Pi_m + 3,48 K_{пн} \quad (R^2 = 0,925); \quad (4)$$

– по объектам группы 2.4.10.10 (в целом):

$$K_{прод} = -129,6 + 2,79 H_э - 0,84 H_э^p - 0,50 \delta_{Hэ} + 0,05 W_{Hэ} + 0,39 H_{пн} + 7,56 \delta_{Hпн} - 0,06 W_{Hпн} + 1,20 m_r + 18,8 m_k - 7,61 \delta_m + 0,94 W_m - 141,7 K_n + 1,59 \Theta_{Hэ} - 5,2 \Theta_{Hпн} - 0,86 \Theta_m - 0,91 K_p + 1,41 \bar{\Theta}_{Hэ} + 0,77 \bar{\Theta}_{Hпн} + 3,66 \bar{\Theta}_m + 0,11 K_{неод} - 0,004 \Pi_{Hэ} - 0,009 \Pi_m + 2,68 K_{пн} \quad (R^2 = 0,893); \quad (5)$$

Анализ моделей (1)–(5) показывает, что с ростом эффективной нефтенасыщенной толщины, средней толщины нефтенасыщенных пропластков, пористости по геофизике и по керну, коэффициента песчаности продуктивность залежей в пределах выделенных групп объектов увеличивается, однако вклад этих параметров различен. С ростом неоднородности объектов, отражаемой параметрами  $\delta_{Hэ}$ ,  $\Pi_{Hэ}$ ,  $\delta_m$ ,  $\Theta_m$ ,  $\Pi_m$ ,  $K_p$ ,  $K_{прод}$  снижается. В то же время по другим параметрам, отражающим степень неупорядоченности пластовых систем по различным показателям, имеет место как увеличение, так и снижение продуктивности с изменением значений этих параметров. Этот факт объясняется сложной взаимосвязью рассматриваемых параметров между собой, а также особенностями выделенных групп объектов. Так, в пределах объектов группы 2.4.10.10.4 с ростом неоднородности по эффективной нефтенасыщенной толщине, отражаемой параметрами  $W_{Hэ}$ ,  $\Theta_{Hэ}$ ,  $\bar{\Theta}_{Hэ}$  продуктивность также увеличивается, что объясняется тесной положительной корреляционной связью этих параметров с  $H_э$ , которая оказывает сильное влияние на  $K_{прод}$ . В то же время в условиях объектов группы 2.4.10.10.2 с ростом  $W_{Hэ}$  продуктивность закономерно снижается в соответствии с классическими представлениями о влиянии неоднородности на продуктивность залежей [7–10].

Применительно к турнейским залежам Южно-Татарского свода получены следующие модели:

– по объектам группы 2.4.18.18.1

$$K_{прод} = -17,3 - 0,99 H_э + 11,8 H_э^p - 27,9 \delta_{Hэ} + 2,28 W_{Hэ} - 11,6 H_{пн} + 33,6 \delta_{Hпн} - 2,42 W_{Hпн} - 0,022 m_r + 1,67 m_k + 1,57 \delta_m - 0,012 W_m + 4,64 \bar{\Theta}_{Hэ} - 4,24 \bar{\Theta}_{Hпн} - 0,35 \bar{\Theta}_m \quad (R^2 = 0,969); \quad (6)$$

– по объектам группы 2.4.18.18.2:

$$K_{\text{прод}} = 29,5 + 1,85H_3 - 3,95H_3^p + 10,7\delta_{H_3} - 0,87W_{H_3} - 2,04H_{\text{н}} + 1,67\delta_{H_{\text{н}}} (R^2 = 0,989); \quad (7)$$

– по объектам группы 2.4.18.18.3:

$$K_{\text{прод}} = 15,9 + 0,53H_3 - 2,89H_3^p + 0,91\delta_{H_3} - 0,06W_{H_3} + 1,44H_{\text{н}} + 7,21\delta_{H_{\text{н}}} - 0,14W_{H_{\text{н}}} + 5,74m_{\text{г}} - 6,82m_{\text{к}} + 4,46\delta_{\text{м}} (R^2 = 0,991); \quad (8)$$

– по объектам группы 2.4.18.18.4

$$K_{\text{прод}} = 2317,1 - 3,77H_3 + 16,8H_3^p - 89,2\delta_{H_3} + 2,33W_{H_3} - 3,08H_{\text{н}} + 18,71\delta_{H_{\text{н}}} - 0,67W_{H_{\text{н}}} + 3,94m_{\text{г}} - 2,15m_{\text{к}} + 5,68\delta_{\text{м}} + 0,75W_{\text{м}} - 110,9K_{\text{н}} - 21,9\delta_{H_3} + 32,5\delta_{H_{\text{н}}} - 14,9\delta_{\text{м}} + 61,7K_{\text{п}} - 8,74\mu_{\text{н}} + 18,7\mu_{\text{о}} - 2,86\rho_{\text{н}} - 147,3\delta_{H_3} + 135,3\delta_{H_{\text{н}}} + 81,7\delta_{\text{м}} - 2,38K_{\text{неод}} + 0,35\Pi_{H_3} + 0,04\Pi_{H_{\text{н}}} - 0,13\Pi_{\text{м}} (R^2 = 0,967); \quad (9)$$

– по объектам группы 2.4.18.18.5:

$$K_{\text{прод}} = -355,4 - 0,58H_3 + 1,64H_3^p - 7,68\delta_{H_3} - 0,01W_{H_3} + 18,3H_{\text{н}} - 41,11\delta_{H_{\text{н}}} + 0,81W_{H_{\text{н}}} - 0,65m_{\text{г}} - 0,51m_{\text{к}} + 2,73\delta_{\text{м}} - 0,65W_{\text{м}} - 24,7K_{\text{н}} + 10,3\delta_{H_3} - 2,46\delta_{H_{\text{н}}} + 0,71\delta_{\text{м}} - 1,45K_{\text{п}} - 9,14\mu_{\text{н}} + 12,6\mu_{\text{о}} - 0,07\rho_{\text{н}} - 14,7\delta_{H_3} - 7,15\delta_{H_{\text{н}}} - 5,4\delta_{\text{м}} - 0,03H_{\text{зал}} + 4,01P_{\text{нас}} - 0,27G + 2,37P_{\text{пл}} + 1,36t_{\text{пл}} + 2,42K_{\text{неод}} + 0,001\Pi_{H_3} + 0,002\Pi_{\text{м}} + 0,35K_{\text{прон}} - 0,75K_{\text{н}} (R^2 = 0,991); \quad (10)$$

– по объектам группы 2.4.18.18.6:

$$K_{\text{прод}} = -1154 - 353H_3 + 13H_3^p - 11,7\delta_{H_3} + 0,19W_{H_3} - 74,1H_{\text{н}} + 102,1\delta_{H_{\text{н}}} - 2,05W_{H_{\text{н}}} + 5,69m_{\text{г}} - 12,2m_{\text{к}} - 10,5\delta_{\text{м}} + 2,58W_{\text{м}} - 112,7K_{\text{н}} - 11,7\delta_{H_3} + 23,7\delta_{H_{\text{н}}} + 7,26\delta_{\text{м}} - 2,4K_{\text{п}} - 6,77\mu_{\text{н}} + 4,42\mu_{\text{о}} + 0,47\rho_{\text{н}} (R^2 = 0,984); \quad (11)$$

– по объектам группы 2.4.18.18.7:

$$K_{\text{прод}} = 6,01 + 0,12H_3 - 0,3H_3^p + 3,68\delta_{H_3} - 0,18W_{H_3} - 2,89H_{\text{н}} - 1,21\delta_{H_{\text{н}}} - 0,09W_{H_{\text{н}}} + 1,96m_{\text{г}} - 0,96m_{\text{к}} - 11\delta_{\text{м}} + 0,97W_{\text{м}} (R^2 = 0,990); \quad (12)$$

– по объектам группы 2.4.18.18.8:

$$K_{\text{прод}} = 3,8 - 1,4H_3 + 2,66H_3^p - 4,12\delta_{H_3} + 0,13W_{H_3} - 12,5H_{\text{н}} + 21,8\delta_{H_{\text{н}}} - 0,37W_{H_{\text{н}}} + 1,19m_{\text{г}} - 0,19m_{\text{к}} (R^2 = 0,990); \quad (13)$$

– по объектам группы 2.4.18.18 (в целом):

$$K_{\text{прод}} = -50,9 - 0,49H_3 + 0,40H_3^p - 2,45\delta_{H_3} + 0,01W_{H_3} - 0,6m_{\text{г}} - 0,32m_{\text{к}} - 0,22\delta_{\text{м}} + 0,05W_{\text{м}} + 2,08K_{\text{н}} - 1,31\delta_{H_3} + 228\delta_{H_{\text{н}}} - 0,50\delta_{\text{м}} - 0,17K_{\text{п}} + 0,2\mu_{\text{н}} - 0,71\mu_{\text{о}} + 0,07\rho_{\text{н}} + 0,85\delta_{H_3} - 0,44\delta_{H_{\text{н}}} - 0,15\delta_{\text{м}} - 0,019H_{\text{зал}} + 0,02P_{\text{нас}} - 0,1G + 0,45P_{\text{пл}} - 0,06t_{\text{пл}} - 0,25K_{\text{неод}} + 0,02\Pi_{H_3} - 0,001\Pi_{H_{\text{н}}} + 0,0025\Pi_{\text{м}} - 0,0117K_{\text{прон}} + 6,43K_{\text{н}} (R^2 = 0,942). \quad (14)$$

Анализ полученных моделей показывает, что в отличие от групп залежей турнейского яруса Бирской седловины группы залежей турнейского возраста Южно-Татарского свода характеризуются большей изменчивостью геолого-физических свойств пластов. Видно (уравнения

(6)–(14)), что в условиях различных групп объектов продуктивность залежей определяет различный набор параметров, различную степень и характер влияния этих параметров. Так, например, если в целом по всем объектам с увеличением эффективной нефтенасыщенной толщины пластов продуктивность залежей растет, то в условиях отдельных групп падает, что говорит о более сильном влиянии фильтрационных свойств пластов на изменение коэффициента продуктивности.

Особенностью данных групп объектов является снижение  $K_{\text{прод}}$  с увеличением  $H_{\text{н}}$  (в отличие от объектов Бирской седловины). Этот факт объясняется корреляцией  $H_{\text{н}}$  с вариацией толщины нефтенасыщенных пропластков, характеризующей неоднородность по  $H_{\text{н}}$ . Видно, что с ростом  $W_{H_{\text{н}}}$  по всем группам и в целом по турнею ЮТС  $K_{\text{прод}}$  залежей снижается.

С ростом пористости по геофизике продуктивность залежей растет, однако с ростом пористости по лабораторным данным снижается, что, по-видимому, объясняется непредставительностью керна материала и невозможностью определения трещиноватости в лабораторных условиях. Увеличение коэффициента расчлененности и снижение коэффициента песчаности, как и в условиях турнея БИС, приводит к падению  $K_{\text{прод}}$ , однако степень влияния в условиях ЮТС существенно ниже (из 9 моделей  $K_{\text{н}}$  и  $K_{\text{п}}$  входит лишь в 4).

Необходимо отметить, что с увеличением вязкости пластовой нефти в условиях объектов групп 2.4.18.18.4–2.4.18.18.6  $K_{\text{прод}}$  снижается, тогда как в целом по всем объектам увеличивается, что противоречит классическим представлениям и говорит о необходимости глубокой дифференциации объектов разработки. Эту необходимость подтверждает и факт вхождения в модели групп различных параметров. Различен и вклад этих параметров в формирование продуктивности, а также в отдельных случаях и характер влияния.

В целом в большинстве своем отмечается снижение  $K_{\text{прод}}$  с увеличением геологической неоднородности, отражаемой с помощью параметров  $K_{\text{неод}}$ ,  $\delta_{H_3}$ ,  $\delta_{H_{\text{н}}}$ ,  $\delta_{\text{м}}$ . В то же время увеличение  $K_{\text{прод}}$  в условиях отдельных групп объектов с ростом  $W_{H_3}$ ,  $\delta_{H_{\text{н}}}$ ,  $\delta_{\text{м}}$ ,  $W_{\text{м}}$ ,  $\delta_{H_{\text{н}}}$ ,  $\delta_{\text{м}}$ ,  $\Pi_{H_3}$ ,  $\Pi_{\text{м}}$  объясняется большей вариацией залежей по  $H_3$ ,  $H_{\text{н}}$ ,  $m$  (за счет высокопродуктивных центральных участков, имеющих значительные толщины и характеризующихся высокими значениями ФЕС). Рост продуктивности с увеличением  $P_{\text{пл}}$  объясняется корреляционной связью начального пластового давления с глубиной залегания. При этом чем глубже залегают объекты, тем более уплотнены породы и растет степень трещиноватости, которая и определяет высокие значения  $K_{\text{прод}}$ .

В целом видно, что коэффициент детерминации  $R^2$  модели по всем группам объектов ЮТС ниже, чем по каждой группе в отдельности, что еще раз указывает на необходимость дифференциации объектов в условиях различных тектонико-стратиграфических элементов. Применительно к турнейским залежам Благовещенской впадины получены следующие модели:

– по объектам группы 2.4.13.13.2:

$$K_{\text{прод}} = -18 + 0,74H_3 + 1,97H_3^p - 3,92\delta_{H_3} + 0,33W_{H_3} + 0,16H_{\text{н}} (R^2 = 0,993); \quad (15)$$

– по объектам группы 2.4.13.13.3:

$$K_{\text{прод}} = -71,5 + 0,16H_3 + 7,81H_3^p - 11,9\delta_{H_3} + 1,15W_{H_3} - 3,28H_{\text{п}} (R^2 = 0,989); \quad (16)$$

– по объектам группы 2.4.13.13:

$$K_{\text{прод}} = -33,5 + 0,45H_3 + 2,53H_3^p - 4,67\delta_{H_3} + 0,38W_{H_3} + 12,9H_{\text{п}} - 9,26\delta_{H_{\text{п}}} + 0,05W_{H_{\text{п}}} - 1,69m_{\text{т}} + 2,25m_{\text{к}} (R^2 = 0,897); \quad (17)$$

Из анализа полученных моделей (15)–(17) следует, что продуктивность залежей закономерно увеличивается с ростом средних значений эффективной нефтенасыщенной толщины, толщины нефтенасыщенных пропластков и снижением неоднородности по этим параметрам, отражаемой с помощью среднего квадратического отклонения. Необходимо сказать, что рост неоднородности по  $H_3$  и  $H_{\text{п}}$ , отражаемой с помощью вариации, ведет к увеличению  $K_{\text{прод}}$ . Данный факт говорит о более сильном влиянии эффективной нефтенасыщенной толщины, находящейся в знаменателе этого показателя. В целом по объектам данной тектонико-стратиграфической единицы увеличение пористости по геофизике ведет к снижению продуктивности, что является отражением влияния степени трещиноватости залежей, которая со снижением пористости в результате уплотнения пород увеличивается. Необходимо отметить, что количество параметров, входящих в полученные модели, существенно меньше, чем в моделях, построенных по турнейским объектам ЮТС и БИС, что говорит о более силь-

ном влиянии параметров, вошедших в модели (15)–(17), по сравнению с моделями турнейского яруса Южно-Татарского свода и Бирской седловины. Видно, что коэффициент детерминации модели в целом ниже, чем моделей, полученных по отдельным группам объектов, что говорит о наличии большей погрешности определения  $K_{\text{прод}}$  без проведения процедуры глубокой идентификации [11, 12].

#### Выводы

На основании проведенных исследований применительно к турнейским залежам Урало-Поволжья можно сделать следующие основные выводы:

– моделирование продуктивности залежей необходимо проводить с использованием полного комплекса имеющейся информации о залежах отдельно по группам относительно однородных объектов, выделяемых на основе процедуры идентификации;

– при построении моделей необходимо использовать значения коэффициентов продуктивности, определенные по данным гидродинамических исследований после очистки призабойной зоны от продуктов бурения и стабилизации дебитов скважин;

– созданы геолого-статистические модели, позволяющие оценивать продуктивность залежей с использованием косвенных данных для очищения зашумленной информации и полученных данных о продуктивных характеристиках залежей;

– дана физическая картина влияния различных параметров, характеризующих геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов на продуктивность залежей.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Левченко И. С., Каган К. Г., Левченко В. С., Ермоловский А. В., Протасова С. А., Смолянская О. А. Опыт оценки продуктивных характеристик эксплуатационного объекта гидродинамическими и геохимическими методами // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 10(382). С. 57–65. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-10\(382\)-57-65](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-10(382)-57-65)
- Индрупский И. М., Ибрагимов И. И., Цаган-Манджиев Т. Н., Лутфуллин А. А., Чиркунов А. П., Шакиров Р. И., Алексеева Ю. В. Лабораторная, численная и промысловая оценка эффективности циклического геомеханического воздействия на карбонатном коллекторе турнейского яруса // Записки Горного института. 2023. Т. 262. С. 581–593. <https://doi.org/10.31897/PMI.2023.5>
- Давлетбакова Л. А., Габитова С. И., Климов В. Ю., Шуваев Д. В., Эдельман И. Я., Шмидт С. А. Новый метод мониторинга динамики изменения коэффициента продуктивности скважин // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021. Т. 6. № 2. С. 33–38. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-33-38>
- Бахитов Р. Р. Применение алгоритмов машинного обучения в задачах прогноза коэффициента продуктивности скважин карбонатных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2019. № 9. С. 82–85. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-9-82-85>
- Назарова Л. Н., Казетов С. И., Ганиев А. Л., Уразаков К. Р. Методика расчета коэффициента продуктивности скважин неоднородных по проницаемости коллекторов // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 4 (209). С. 51–55. <https://www.elibrary.ru/xnrqkt>
- Щербakov А. А., Хижняк Г. П., Галкин В. И. Прогнозирование коэффициента продуктивности скважин с боковым стволом (на примере Уньвинского месторождения) // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 5. С. 93–99. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/5/272>
- Li J., Cao L., Guo B., Zhang X. Prediction of productivity of high energy gas-fractured oil wells // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2018. Vol. 160. P. 510–518. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.10.071>
- Кулешова Л. С., Гилязетдинов Р. А., Мухаметшин В. Ш. Идентификация залежей – основа создания систем искусственного интеллекта при разработке месторождений нефти Урало-Поволжья // Нефть. Газ. Новации. 2024. № 2(277). С. 14–19.
- Kadyrov R., Mukhametshin V. V., Gilyazetdinov R., Kobishcha D. Technical and technological justification of repair and insulation works at oil fields of the Republic of Tatarstan using special compositions // Energy, Ecology and Technology in Agriculture: II international scientific and practical conference. E3S Web of Conferences (Khujand, 11–13 Dec. 2023). 2024. Vol. 480. Article number 01015. <https://doi.org/10.1051/e3s-conf/202448001015>
- Mukhametshin V. Sh. Calculation and forecast of current and final oil recovery from wells during depletion // Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 2032. Article number 012047. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2032/1/012047>
- Mukhametshin V. Sh. Rationale for the production of hard-to-recover deposits in carbonate reservoirs // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2020. Vol. 579. Article number 012012. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/579/1/012012>
- Tavana M., Soltanifar M., Santos-Arteaga F. J. Analytical hierarchy process: revolution and evolution // Annals of Operations Research. 2023. Vol. 326. Issue 2. P. 879–907. <https://doi.org/10.1007/s10479-021-04432-2>
- Свалов А. М. Влияние физико-механических свойств трещиновато-пористых коллекторов нефти и газа на особенности их разработки // Нефтяное хозяйство. 2024. № 8. С. 89–93. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-8-89-93>
- Насыров И. И., Лысенков А. В. Разработка карбонатных коллекторов, эксплуатирующихся с забойными давлениями ниже давления насыщения // Нефтегазовое дело. 2017. Т. 15. № 1. С. 95–98.

15. Мордвинов В. А., Мартюшев Д. А., Ладейщикова Т. С., Горланов Н. П. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин Озерного месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. Т. 14. № 14. С. 32–38. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.14.4>

*Статья поступила в редакцию 26 июня 2024 года*

# Features of modeling the productivity of deposits in carbonate reservoirs of the tournaisian stage of the Ural-Volga region

Lyubov' Sergeevna KULESHOVA\*

Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, Oktyabrsky, Republic of Bashkortostan, Russia

## Abstract

**The relevance of the work** is due to the low level of representativeness of the results of determining the productivity coefficient based on hydrodynamic studies for their use in solving problems of oil field development, in particular, regulating the process of oil reserves selection and effective introduction of new deposits into industrial operation. The key feature of the productivity coefficient as an integral indicator that fully reflects the various properties of productive formations and fluids saturating them is its high susceptibility to the influence of many factors that arise during drilling and development of wells. This imposes certain difficulties in implementing operational monitoring of changes in indicators and making high-quality management decisions in conditions of different densities of geological and production data.

**The purpose of the research** is to conduct geological and statistical modeling of the productivity of deposits confined to carbonate reservoirs of the Tournaisian stage of the Ural-Volga region, separately for groups of objects identified during the identification procedure.

**Research methods.** Pattern recognition methods, multivariate linear correlation and regression analysis, discriminant analysis.

**Results and conclusions.** When modeling the productivity of deposits, it was found that in the conditions of different groups of objects, the degree and nature of the influence of geological and physical parameters on productivity may differ due to the presence of features that are not reflected by the used and controlled data. Models are proposed for predicting productivity factors based on indirect data, the use of which allows for an up-to-date calculation of this indicator in the absence of the possibility of reliably determining productivity by hydrodynamics.

**Keywords:** geological and statistical modeling, carbonate reservoir deposits, oil field development, geological and field data density, object grouping, productivity coefficient.

## REFERENCES

1. Levchenko I. S., Kagan K. G., Levchenko V. S., Ermolovskiy A. V., Protasova S. A., Smolyanskaya O. A. 2023, Experience in evaluating the productive characteristics of an operational facility by hydrodynamic and geochemical methods. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geology, Geophysics and development of oil and gas fields], no. 10(382), pp. 57–65. (In Russ.) [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-10\(382\)-57-65](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-10(382)-57-65)
2. Indrupskiy I. M., Ibragimov I. I., Tsagan-Manjiev T. N., Lutfullin A. A., Chirkunov A. P., Shakirov R. I., Alekseeva Yu. V. 2023, Laboratory, numerical and field assessment of the effectiveness of cyclic geomechanical treatment on a tournaisian carbonate reservoir. *Zapiski Gornogo Instituta* [Journal of Mining Institute], 2023, vol. 262, pp. 581–593. (In Russ.) <https://doi.org/10.31897/PMI.2023.5>
3. Davletbakova L. A., Gabitova S. I., Klimov V. Yu., Shuvaev D. V., Edelman I. Ya., Shmidt S. A. 2021, A new method for monitoring wells productivity index dynamics. *PROneft'. Professional'no o nefti* [PROneft. Professionally about Oil], vol. 6, no. 2, pp. 33–38. (In Russ.) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-33-38>
4. Bakhitov R. R. 2019, Application of machine learning algorithms in the tasks of forecasting the productivity coefficient of wells of carbonate deposits. *Neftyanoe khozyaistvo* [Oil industry], no. 9, pp. 82–85. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-9-82-85>
5. Nazarova L. N., Kazetov S. I., Ganiev A. L., Urazakov K. R. 2018, Methodology for calculating the productivity coefficient of wells with heterogeneous permeability of reservoirs. *Neft'. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Innovations], no. 4 (209), pp. 51–55. (In Russ.) <https://www.elibrary.ru/xnrqkt>
6. Shcherbakov A. A., Khizhnyak G. P., Galkin V. I. 2019, Forecasting the productivity coefficient of wells with a side trunk (on the example of the Unvinsky field). *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov* [Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets engineering], vol. 330, no. 5, pp. 93–99. (In Russ.) <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/5/272>
7. Li J., Cao L., Guo B., Zhang X. 2018, Prediction of productivity of high energy gas-fractured oil wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 160, pp. 510–518. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.10.071>
8. Kuleshova L. S., Gilyazetdinov R. A., Mukhametshin V. Sh. 2024, Identification of deposits – the basis for the creation of artificial intelligence systems in the development of oil fields of the Ural-Volga region. *Neft'. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Innovations], no. 1(277), pp. 14–19.
9. Kadyrov R., Mukhametshin V. V., Gilyazetdinov R., Kobishcha D. 2024, Technical and technological justification of repair and insulation works at oil fields of the Republic of Tatarstan using special compositions. *Energy, Ecology and Technology in Agriculture: II international scientific and practical conference. E3S Web of Conferences* (Khujand, 11–13 Dec. 2023), vol. 480, article number 01015. <https://doi.org/10.1051/e3s-conf/202448001015>
10. Mukhametshin V. Sh. 2021, Calculation and forecast of current and final oil recovery from wells during depletion. *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 2032, article number 012047. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2032/1/012047>

11. Mukhametshin V. Sh. 2020, Rationale for the production of hard-to-recover deposits in carbonate reservoirs. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, vol. 579, article number 012012. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/579/1/012012>
12. Tavana M., Soltanifar M., Santos-Arteaga F. J. 2023, Analytical hierarchy process: revolution and evolution. *Annals of Operations Research*, vol. 326, issue 2, pp. 879–907. <https://doi.org/10.1007/s10479-021-04432-2>
13. Svalov A. M. 2024, The influence of physico-mechanical properties of fractured-porous reservoirs of oil and gas on the features of their development. *Neftyanoe hozyajstvo* [Oil industry], 2024, no. 8, pp. 89–93. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-8-89-93>
14. Nasyrov I. I., Lysenkov A. V. 2017, Development of carbonate reservoirs operated with bottom-hole pressures below saturation pressure. *Neftegazovoe delo* [Oil and gas business], vol. 15, no.1, pp. 95–98. (In Russ.)
15. Mordvinov V. A., Martyushev D. A., Ladeishchikova T. S., Gorlanov N. P. 2015, Assessment of the influence of natural fracturing of the reservoir on the productivity dynamics of producing wells in the Ozernoye field. *Vestnik Permskogo nacional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo* [Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining], vol. 14, no. 14, pp. 32–38. (In Russ.) <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.14.4>

The article was received on June 26, 2024