

ГОРНОПРОМЫШЛЕННАЯ И НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ,
ГЕОФИЗИКА, МАРКШЕЙДЕРСКОЕ ДЕЛО И ГЕОМЕТРИЯ НЕДР

Научная статья

УДК 622.276:553.98:681.5.015:550.8.052

EDN: BNNZPK

DOI: 10.21285/2686-9993-2024-47-2-170-179

**О влиянии показателей неоднородности
на эффективность прогнозирования коэффициента
продуктивности (на примере залежей в карбонатных
коллекторах Урало-Поволжья)****Р.А. Гилязетдинов^{a,✉}, Л.С. Кулешова^b**^{a,b}*Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета –
филиал в г. Октябрьском, Октябрьский, Россия*

Резюме. Цель данной работы заключалась в представлении результатов анализа исследования, проведенного для определения степени влияния показателей неоднородности на эффективность прогнозирования коэффициента продуктивности при помощи дифференцированного анализа по трем крупным стратиграфическим единицам, приуроченным к карбонатным коллекторам Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. На начальном этапе решения задачи были взяты две выборки данных, состоящие из различной по плотности геолого-промысловой информации и путем использования полученных ранее формул осуществлен поиск объектов-аналогов для меньшей по объему выборки залежей. Затем при различных входных данных получены аналитические зависимости прогнозирования времени очистки призабойной зоны пласта для трех крупных систем, которые в дальнейшем были модифицированы при помощи повсеместного и единичного учета четырех параметров комплексной неоднородности, характеризующих фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов. Для полученных моделей выделены критерии их применения в рамках решения задач разработки нефтяных месторождений. Сделаны выводы, касающиеся механизмов очистки призабойной зоны пласта, прогнозирования коэффициента продуктивности в различных геологических системах, особое внимание уделено необходимости проведения глубокого анализа в плоскости представления трех выделенных систем на следующем иерархическом уровне: по ярусам и горизонтам в целях поиска закономерностей изменения параметров внутри малых групп и обобщенной оценки влияния неоднородности на коэффициент продуктивности.

Ключевые слова: карбонатные коллекторы, коэффициент продуктивности скважин, стратиграфическая система, неоднородность геологического строения объектов, фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов, геолого-статистическое моделирование

Для цитирования: Гилязетдинов Р.А., Кулешова Л.С. О влиянии показателей неоднородности на эффективность прогнозирования коэффициента продуктивности (на примере залежей в карбонатных коллекторах Урало-Поволжья) // Науки о Земле и недропользование. 2024. Т. 47. № 2. С. 170–179. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-170-179>. EDN: BNNZPK.

APPLIED MINING AND PETROLEUM FIELD GEOLOGY,
GEOPHYSICS, MINE SURVEYING AND SUBSOIL GEOMETRY

Original article

**Influence of heterogeneity indicators on
productivity index prediction efficiency (on example
of carbonate reservoir deposits in the Ural-Volga region)****Ruslan A. Gilyazetdinov^{a,✉}, Lyubov S. Kuleshova^b**^{a,b}*Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University,
Oktyabrsky Branch, Oktyabrsky, Russia*

Abstract. The purpose of the work is to present the analysis results of the research conducted to determine the influence degree of heterogeneity indicators on the efficiency of productivity index prediction using the differentiated analysis for

© Гилязетдинов Р.А., Кулешова Л.С., 2024



three large stratigraphic units confined to carbonate reservoirs of the Volga-Ural oil and gas province. At the initial stage of solving the problem, two data samples were taken, which consisted of geological and field information of various completeness. Using the formulas received before, a search for analogous objects for a smaller sample of deposits was carried out. Next, having different input data, the authors obtained analytical dependences for predicting the cleaning time of the bottomhole formation zone for three large systems. The latter were later modified using widespread and single accounting of four parameters of complex heterogeneity characterizing porosity and permeability of productive formations. The application criteria were identified for the obtained models to solve the problems of oil field development. The conclusions regarding the cleaning mechanisms of the bottomhole formation zone and productivity index prediction in various geological systems were drawn. Particular attention was paid to the need for in-depth analysis of the hierarchical representation of the identified three systems: by tiers and horizons in order to find the patterns of parameter changes within small groups and a generalized assessment of the effect of heterogeneity on the productivity index.

Keywords: carbonate reservoirs, well production ratio, stratigraphic system, heterogeneity of the geological structure of objects, porosity and permeability of productive formations, geological and statistical modeling

For citation: Gilyazetdinov R.A., Kuleshova L.S. Influence of heterogeneity indicators on productivity index prediction efficiency (on example of carbonate reservoir deposits in the Ural-Volga region). *Earth sciences and subsoil use*. 2024;47(2):170-179. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-2-170-179>. EDN: BNNZPK.

Введение

Важным аспектом проектирования и реализации эффективной системы разработки нефтяных месторождений является своевременное уточнение геолого-промысловых параметров и принятие на основе их анализа и интерпретации высококвалифицированных и обоснованных проектных решений для наращивания темпов роста технико-экономических показателей [1–2]¹. Современная эксплуатация давно разрабатываемых и только вводимых в промышленную эксплуатацию залежей осложнена целым комплексом проблем, среди которых ключевую роль играет низкий процент освещенности гидродинамическими и геофизическими исследованиями эксплуатационного фонда скважин из-за проблем организационно-экономического характера, который приводит к скоплению непредставительной и устаревшей информации и накладывает ряд ограничений на использование данных в различных прикладных целях, в том числе для поиска закономерностей между параметрами [3].

Так, например, при уплотнении сетки скважин на территории средней по плотности разбуривания зоны в пределах одной и той же залежи установлено, что вариация показателей, отражающих фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов, может быть значительно неоднородной как в меньшую, так и в большую сторону от эталонного значения по рассматриваемым объектам [4]. Это говорит о необходимости значительного совершенствования существующих научно-методических основ, алгоритмов и моделей.

Материалы и методы исследования

Одним из параметров, учитывающих в интегральной форме особенности продуктивных пластов и насыщающих их флюидов, является коэффициент продуктивности скважин. Точное определение данного показателя на различных этапах эксплуатации скважин ограничено следующим влиянием процессов, протекающих раздельно или повсеместно в пределах пластовых условий [5, 6]:

- очистка призабойной зоны пластов (ПЗП) от продуктов бурения (в зависимости от тектонической единицы время восстановления свойств ПЗП карбонатных коллекторов и терригенных коллекторов составляет 2–3 года и 5–7 лет соответственно) [7];
- восстановление до некоторого предела параметров, характеризующих ряд свойств продуктивных пластов и насыщающих их флюидов, а также энергетическое состояние залежи;
- изменение структуры порового пространства ПЗП в связи с возникновением депрессии при освоении;
- насыщение поровой среды мелкодисперсной смесью горных пород, разрушенных доломом при строительстве скважины и выносимых промывочной жидкостью;
- комбинированным и неоднородным влиянием многофазной среды, состоящей из жидкости глушения и пластовой жидкости, на матрицу горных пород;

¹ Андриасов Р.С., Мищенко И.Т., Петров А.И. [и др.]. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова. М.: Недра, 1983. 455 с.



- кольматация удаленных и близлежащих зон фильтратом бурового раствора или технической жидкости при бурении, освоении, ремонте или эксплуатации скважин;
- обогащение пластовой жидкости водами различной минерализацией, в результате чего на поверхности флюида образуются участки, на которых проявляется пленка из-за разницы величин поверхностных натяжений;
- изменение температурного режима скелета горных пород и различных зон продуктивного пласта, обладающих преимущественно ярко выраженной взаимосвязью с другими пластами через систему естественных трещин и разломов.

Все вышеперечисленные факторы являются в свою очередь и причинами отклонения текущих значений коэффициента продуктивности от прогнозных показателей [8–12]. Одной из особенностей рассматриваемого параметра является его высокая зависимость от геологического строения объекта. Для подтверждения данного утверждения проведем исследование, посвященное комплексному анализу динамики выхода скважин на максимальный оптимальный дебит (МОД) в условиях различной стратиграфической приуроченности залежей в целях установления обоснованных и актуальных закономерностей изменений параметров при прогнозировании коэффициента продуктивности.

В качестве объекта исследования были выбраны более 200 залежей карбонатных коллекторов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, отвечающих следующим условиям идентификационной выборки [13–15]:

- вскрыты значительным количеством скважин основного и транзитного фондов;
- разбурены плотной сеткой скважин;
- в достаточной мере освещены рядом геолого-промысловых испытаний.

Для дальнейших исследований к исходной выборке данных были отнесены также и некоторые залежи, вскрытые единичными скважинами и расположенные в пределах районов, слабоосвещенных разведочным и опорным бурением, геологическими, геофизическими и гидродинамическими исследованиями [16]. Они сформировали контрольную выборку данных. Общий объем геолого-промысловой информации для проведения моделирования составил значения 19 различных параметров (табл. 1) по более чем 300 объектам, базирующимся в пределах крупных и мелких месторождений нефти.

Таблица 1. Параметры, используемые для моделирования
Table 1. Parameters used for modeling

Обозначение	Расшифровка параметра, единица измерения
$H_{\text{зал}}$	Глубина залегания, м
$H_{\text{общ}}$	Общая толщина пласта, м
$H_{\text{э}}$	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
$H_{\text{п}}$	Средняя толщина нефтенасыщенных пропластков, м
$m_{\text{г}}$	Коэффициент пористости, доли ед.
$t_{\text{пл}}$	Начальная пластовая температура, °C
$P_{\text{пл}}$	Начальное пластовое давление, МПа
$\mu_{\text{н}}$	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с
$\rho_{\text{н}}$	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³
β	Объемный коэффициент нефти
$P_{\text{нас}}$	Давление насыщения нефти газом, МПа
$\mu_{\text{в}}$	Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с
$K_{\text{н}}$	Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.
$K_{\text{прон}}$	Коэффициент проницаемости, мкм ²
$K_{\text{п}}$	Коэффициент песчанистости, доли ед.
$K_{\text{р}}$	Коэффициент расчлененности
Π_m	Параметр неоднородности по пористости
$\Pi_{H_{\text{э}}}$	Параметр неоднородности по эффективной нефтенасыщенной толщине
$\Pi_{H_{\text{п}}}$	Параметр неоднородности по толщине нефтенасыщенных пропластков



Результаты исследования и их обсуждение

Первоначально более 200 объектов с использованием дискриминантного анализа были разделены по стратиграфическому критерию в пределах крупных систем (девонской, пермской и каменноугольной) по первым 16 параметрам (рисунок). После этого были выбраны наиболее представительные модели (1)–(3) для описания динамики изменения коэффициента продуктивности скважин до момента выхода на оптимальное значение дебита при помощи выбора зависимостей с высоким коэффициентом детерминации (в среднем 0,897) и низкой погрешностью (4,4 %):

– для группы объектов пермской системы:

$$\frac{K'_{\text{прод}}}{K_{\text{прод}}} = 0,18 + 0,82 \frac{t'}{t_0}; \quad (1)$$

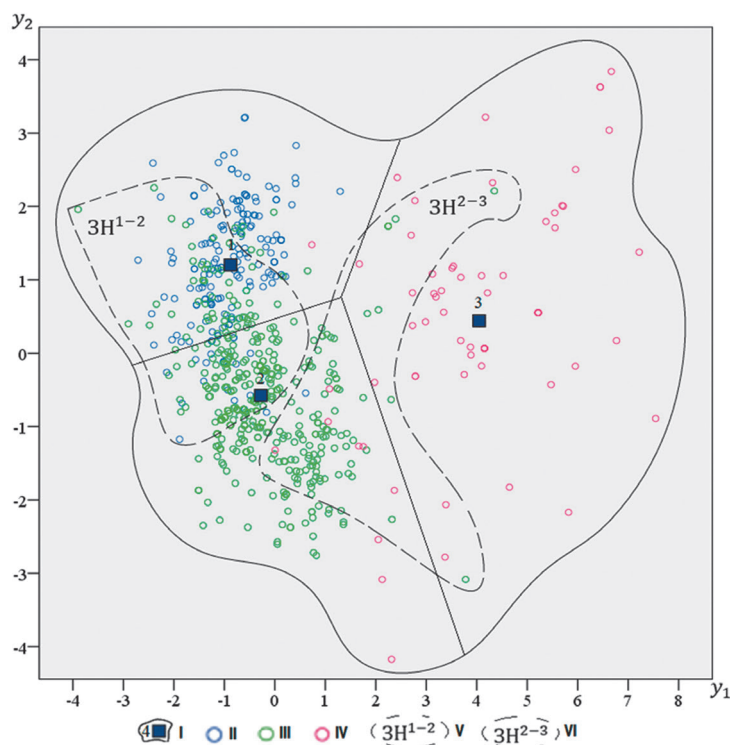
– для группы объектов каменноугольной системы:

$$\frac{K'_{\text{прод}}}{K_{\text{прод}}} = \frac{2,31 \frac{t'}{t_0}}{0,09 + \frac{t'}{t_0}}; \quad (2)$$

– для группы объектов девонской системы:

$$\frac{K'_{\text{прод}}}{K_{\text{прод}}} = 0,134 + 1,2 \ln \frac{t'}{t_0}, \quad (3)$$

где $K'_{\text{прод}}$ – текущее значение коэффициента продуктивности скважин в момент времени t' , то есть времени которое прошло с момента пуска скважины в эксплуатацию; $K_{\text{прод}}$ – коэффициент продуктивности, определенный на момент времени стабилизации t_0 , то есть при достижении скважиной МОД.



Распределение объектов в карбонатных коллекторах девонской, каменноугольной и пермской систем в осях канонических дискриминантных функций:

I – центры и зоны группирования объектов; II–IV – объекты: II – девонской системы, III – каменноугольной системы, IV – пермской системы; V – зона неопределенности объектов девонской и каменноугольной систем; VI – зона неопределенности объектов каменноугольной и пермской систем

Distribution of objects in the carbonate reservoirs of the Devonian, Carboniferous and Permian formations in the axes of canonical discriminant functions:

I – centroids and grouping zones of objects; II–IV – objects: II – Devonian formation, III – Carboniferous formation, IV – Permian formation; V – zone of uncertainty of objects of the Devonian and carboniferous systems; VI – object uncertainty zone of Carboniferous and Permian formations



Уравнения канонических переменных для поиска объектов-аналогов в осях канонических дискриминантных функций при текущих условиях системы, полученные по данным более 200 залежей без учета последних четырех комплексных параметров:

$$y_1 = 11,4 - 0,79H_{\text{зал}} + 2,6H_{\text{общ}} - 1,3H_{\text{Э}} + 0,78H_{\text{П}} - 3,3m_{\text{Г}} + 1,8t_{\text{пл}} - 2,4P_{\text{пл}} + 3,7\mu_{\text{Н}} - 4,4\rho_{\text{Н}} - 9,2\beta + 1,1P_{\text{нас}} - 0,87\mu_{\text{В}} - 6,2K_{\text{Н}} + 2,4K_{\text{прон}} - 0,3K_{\text{П}} - 7,1K_{\text{Р}}, \quad (4)$$

$$y_2 = 0,6 - 0,98H_{\text{зал}} + 0,37H_{\text{общ}} - 5,5H_{\text{Э}} + 11,3H_{\text{П}} + 1,2m_{\text{Г}} + 0,9t_{\text{пл}} - 0,7P_{\text{пл}} + 11\mu_{\text{Н}} - 2,1\rho_{\text{Н}} - 0,6\beta + 0,23P_{\text{нас}} - 1,5\mu_{\text{В}} - 23K_{\text{Н}} + 0,01K_{\text{прон}} - 0,2K_{\text{П}} - 0,1K_{\text{Р}}. \quad (5)$$

Доля верно сгруппированных объектов с использованием дискриминантного анализа составила более 89 %. В пределах различных крупных систем наблюдается миграция объектов и присутствие пограничных объектов, которые могут быть отнесены к двум различным группам одновременно, что в свою очередь:

- обусловлено значительной неравновесностью параметров, характеризующих условия залегания и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов [17];
- способствует формированию зон неопределенностей, которые существенно сокращают возможности использования полученных результатов для решения задач разработки.

Затем на основе полученных ранее уравнений (4), (5) и известной формулы евклидова расстояния проведен поиск объектов-аналогов для контрольной выборки данных, в результате чего для совокупности всех выборок по трем крупным стратиграфическим системам получены следующие обобщенные модели (6)–(8):

- для группы объектов пермской системы:

$$\frac{K'_{\text{прод}}}{K_{\text{прод}}} = 0,69 + 0,89 \ln \frac{t'}{t_0}; \quad (6)$$

- для группы объектов каменноугольной системы:

$$\frac{K'_{\text{прод}}}{K_{\text{прод}}} = 0,02 + 1,32 \ln \frac{t'}{t_0}; \quad (7)$$

- для группы объектов девонской системы:

$$\frac{K'_{\text{прод}}}{K_{\text{прод}}} = \frac{0,6 \frac{t'}{t_0}}{0,1 + \frac{t'}{t_0}}. \quad (8)$$

Доля верно сгруппированных объектов при проверочном дискриминантном анализе в данном случае значительно повысилась (до 93 %), при этом в пределах пограничных и сопредельных зон той или иной группы объектов наблюдается скопление ряда объектов контрольной и идентификационной выборки с расстоянием между ними менее 0,1 единицы (при рассмотрении системы объектов в пределах осей канонических дискриминантных функций), что говорит о наличии сходств между объектами различных групп. Коэффициент детерминации и погрешность моделей в целом незначительно снизились, что обусловлено повышением показателя вариации параметров [18].

Стоит отметить, что характер кривой, описывающей динамику выхода скважины на МОД, изменился для всех трех систем одновременно при введении контрольной выборки:

- для группы объектов пермской и каменноугольной систем в пределах $t'/t_0 < 0,765$ наблюдается резкий темп увеличения коэффициента продуктивности из-за высокой степени очистки участков ПЗП, расположенных в пределах малых расстояний от интервалов перфорации; это подтверждается рассчитанными значениями времени выхода скважин на МОД, которые составили в среднем по группам объектов двух систем 493 и 486 суток соответственно, причем вклад контрольной выборки в средний показатель времени выхода на МОД существенен и составляет более 60 %;
- для групп объектов девонской системы на протяжении изменения t'/t_0 от 0 до 1 наблюдается равномерная и более глубокая очистка ПЗП в силу значительной однородности кривой, что подтверждается меньшим значением времени выхода скважин на МОД равным в среднем 297 суток.



В табл. 2 представлены коэффициенты и их значения, которые входят в модель прогнозирования продуктивности скважин по 16 параметрам и отражают ряд характеристик объекта исследования для различных типов выборок.

Таблица 2. Основные числовые показатели моделей для прогнозирования коэффициента продуктивности по различным выборкам данных
Table 2. Main numerical indicators of the models predicting the production index for various data samples

Основные показатели модели	Идентификационная выборка	Идентификационная выборка и контрольная выборка
Коэффициент Значение	$\frac{\text{Свободный член}}{37,3}$	$\frac{\text{Свободный член}}{-11,4}$
	$\frac{H_{\text{зал}}}{-3,27}$	$\frac{H_{\text{зал}}}{2,24}$
	$\frac{H_{\text{общ}}}{0,4}$	$\frac{H_{\text{общ}}}{-1,2}$
	$\frac{H_3}{-11,2}$	$\frac{H_3}{8,4}$
	$\frac{H_{\text{п}}}{9,2}$	$\frac{H_{\text{п}}}{-4,7}$
	$\frac{m_{\text{г}}}{-3,4}$	$\frac{P_{\text{пл}}}{6,78}$
	$\frac{m_{\text{г}}}{-3,4}$	$\frac{K_{\text{н}}}{-0,48}$
	$\frac{P_{\text{пл}}}{1,3}$	$\frac{K_{\text{прон}}}{5,4}$
	$\frac{\mu_{\text{н}}}{-2,4}$	$\frac{K_{\text{п}}}{0,3}$
	$\frac{K_{\text{н}}}{4,6}; \frac{K_{\text{прон}}}{23,1}; \frac{K_{\text{п}}}{-1,3}$	$\frac{K_{\text{р}}}{-2,4}$
Коэффициент детерминации	$R^2 = 0,632$	$R^2 = 0,597$

Следующий этап анализа был основан на постепенном введении в перечень исходных данных параметров, отражающих в комплексном и интегральном виде геологическую неоднородность объектов, причем для более детального исследования данная процедура была осуществлена как по каждому из них, так и в целом по группе параметров. Они, в свою очередь, рассчитывались по следующим эмпирическим формулам, которые устраняют фактор наличия высокой стохастической связи между исследуемыми характеристиками залежей (9)–(11):

$$\Pi_m = \sigma_m \cdot W_m \cdot \mathcal{E}_m \cdot \bar{\mathcal{E}}_m; \quad (9)$$

$$\Pi_{H_3} = \sigma_{H_3} \cdot W_{H_3} \cdot \mathcal{E}_{H_3} \cdot \bar{\mathcal{E}}_{H_3}; \quad (10)$$

$$\Pi_{H_{\text{п}}} = \sigma_{H_{\text{п}}} \cdot W_{H_{\text{п}}} \cdot \mathcal{E}_{H_{\text{п}}} \cdot \bar{\mathcal{E}}_{H_{\text{п}}}, \quad (11)$$

где $\sigma_m, \sigma_{H_3}, \sigma_{H_{\text{п}}}$ – стандартное отклонение по пористости, эффективной нефтенасыщенной толщине и толщине нефтенасыщенных пропластков соответственно; $W_m, W_{H_3}, W_{H_{\text{п}}}$ – вариация пористости, эффективной нефтенасыщенной толщины и толщины нефтенасыщенных пропластков соответственно; $\mathcal{E}_m, \mathcal{E}_{H_3}, \mathcal{E}_{H_{\text{п}}}$ – энтропия пористости, эффективной нефтенасыщенной толщины и толщины нефтенасыщенных пропластков соответственно; $\bar{\mathcal{E}}_m, \bar{\mathcal{E}}_{H_3}, \bar{\mathcal{E}}_{H_{\text{п}}}$ – относительная энтропия пористости, эффективной нефтенасыщенной толщины и толщины нефтенасыщенных пропластков соответственно.

В рамках введения параметров $\Pi_m, \Pi_{H_3}, \Pi_{H_{\text{п}}}$ и их комбинаций в общую идентификационную выборку исходных данных выявлены следующие основные тенденции:



– уменьшение площади зоны неопределенности в осях канонических дискриминантных функций: в среднем на 21 % для пермской и каменноугольной систем и на 4,9 % для девонской и каменноугольной систем; повышение доли верно сгруппированных объектов на 3 % (при комбинации параметров Π_m , Π_{H_3});

– изменение положения кривой на участке, описывающем начало выхода скважин на МОД, в сторону увеличения отношения промежуточных значений t'/t_0 для пермской системы и в сторону уменьшения отношения t'/t_0 для девонской системы; для каменноугольной системы тренд степени очистки ПЗП остался прежним (при введении параметра Π_m);

– увеличение среднего времени очистки ПЗП для пермской системы до 504 суток, что обусловлено неоднородностью механизмов выноса различных продуктов бурения, технических жидкостей и частиц горных пород, и снижение времени очистки ПЗП для каменноугольной системы до 439 суток (при введении параметра Π_m).

С учетом вышесказанного получим обобщенные модели прогноза коэффициента продуктивности скважин при учете комплексного влияния общих показателей неоднородности геологического строения объектов (12)–(14).

– для объектов пермской системы:

$$\frac{K'_{\text{прод}}}{-0,3 + 0,99H_{\text{зал}} - 1,3H_3 + 12,9P_{\text{пл}} - 0,1\Pi_m + 0,79\Pi_{H_3} - 11\Pi_{H_{\text{п}}}} = 0,32 + 0,41 \ln \frac{t'}{t_0}; \quad (12)$$

– для объектов каменноугольной системы:

$$\frac{K'_{\text{прод}}}{72 + 1,2H_{\text{зал}} + 0,05H_3 - 19P_{\text{пл}} - 6K_{\text{н}} - 0,1\Pi_m + 0,79\Pi_{H_3}} = 0,82 + 0,11 \frac{t'}{t_0}; \quad (13)$$

– для объектов девонской системы:

$$\frac{K'_{\text{прод}}}{14 + 0,78H_3 - 0,6P_{\text{нас}} + 2,9K_{\text{н}} - 2,8\Pi_m - 1,7\Pi_{H_3} + 0,6\Pi_{H_{\text{п}}}} = 0,43 + 0,22 \frac{t'}{t_0}. \quad (14)$$

Показатели коэффициентов корреляции для полученных моделей варьируются в среднем от 0,903 до 0,961. Применение уравнений (12)–(14) для прогнозирования коэффициента продуктивности ограничено исходными условиями, установленными в ходе обобщения опыта разработки объектов в рамках выделенных стратиграфических единиц (табл. 3).

Таблица 3. Числовые ограничения параметров для обоснованного использования полученных результатов

Table 3. Numerical limitations of the parameters for the reasonable use of the obtained results

Параметр	Значение
$\frac{K'_{\text{прод}}}{K_{\text{прод}}}$	$> 0,14$
t_0	≤ 561 суток
t'	$\geq 32,9$ суток

Заключение

Таким образом, в результате комплексного анализа геолого-промысловых данных по более чем 300 залежам, в стратиграфическом отношении приуроченным к девонской, каменноугольной и пермской системам карбонатных коллекторов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, получены следующие выводы:

1. Для обоснованного и успешного принятия эффективных управленческих решений требуется реализация качественных моделей прогноза геолого-технологических показателей.

2. Коэффициент продуктивности является ключевым параметром, отражающим перспективность освоения той или иной залежи с учетом текущего геологического строения объекта и технико-технологических условий эксплуатации скважин; определение данного параметра в режиме реального времени невозможно за счет сложного и нелинейного характера влияния большого количества компонентов (параметров) системы «скважина – пласт» на его стабильность; значительное влияние на коэффициент продуктивности оказывает неоднородность ге-



ологического строения объекта, которая в текущем исследовании была отражена через ряд комплексных фильтрационно-емкостных параметров.

3. Применение дискриминантного анализа для поиска объектов-аналогов позволяет даже в условиях низкой плотности данных об исследуемом объекте (в частности при отсутствии представительных данных о геологическом строении объектов на примере контрольной выборки) на высоком количественно-качественном уровне осуществлять группирование залежей. Миграция объектов в осях канонических дискриминантных функций и наличие их в пределах сопряженных и граничных зон обусловлена схожестью реализации пластовых процессов в пределах различных крупных систем.

4. Влияние комплексных показателей неоднородности на эффективность прогнозирования коэффициента продуктивности залежей и времени очистки ПЗП в пределах крупных стратиграфических единиц в большинстве случаев различно, что подтверждено рядом прикладных исследований, направленных на использование различной плотности геолого-промысловых данных при вариативных граничных условиях и на расчет времени очистки ПЗП в зависимости от стратиграфической приуроченности объектов и комплексного анализа динамики выхода скважин на МОД и коэффициента продуктивности.

Несмотря на это, при интерпретации результатов дискриминантного анализа и практических расчетов по прогнозированию времени очистки ПЗП и коэффициента продуктивности с использованием полученных моделей выявлен ряд несоответствий, касающихся существенной миграции объектов как внутри стратиграфических систем, так и между ними. Это говорит о необходимости рассмотрения их с учетом следующего иерархического уровня – на уровне ярусов и горизонтов, что позволит, на наш взгляд, успешно идентифицировать факторы, влияющие на эффективность прогнозирования коэффициента продуктивности.

Список источников

1. Канапин В.Г. Интерпретация геолого-промысловой информации при разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1984. 184 с.
2. Гилязетдинов Р.А., Кулешова Л.С., Мухаметшин В.Ш., Якупов Р.Ф., Гиззатуллина А.А., Сагитова З.Н. Комплексный подход к прогнозированию результатов идентификации залежей в условиях различной тектонической приуроченности объектов // SOCAR Proceedings. 2023. № 4. С. 31–41. <https://doi.org/10.5510/OGP20230400913>.
3. Кулешова Л.С., Мухаметшин В.В., Гилязетдинов Р.А. Совершенствование научных подходов к эксплуатации малодобитных скважин в кратковременном периодическом режиме на заключительной стадии разработки месторождений с использованием геолого-статистического моделирования // Нефть. Газ. Новации. 2023. № 5. С. 22–26.
4. 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>. EDN: QLDUEN.
5. Кулешова Л.С., Мухаметшин В.Ш., Рабаев Р.У., Султанов Ш.Х., Степанова Р.Р., Кобища Д.И. Оценка и использование коэффициента продуктивности для решения задач управления разработкой // SOCAR Proceedings. 2022. № 1. С. 19–26. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI100641>.
6. Гилязетдинов Р.А., Кулешова Л.С., Мухаметшин В.В., Якупов Р.Ф., Грищенко В.А. Уточнение результатов решения задач разработки залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с использованием методов ранжирования геолого-статистических моделей // Науки о Земле и недропользование. 2023. Т. 46. № 4. С. 402–412. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2023-46-4-402-412>. EDN: KLCTFQ.
7. Выжигин Г.Б. Влияние условий вскрытия пластов и заканчивания скважин на их продуктивность // Нефтяное хозяйство. 1985. № 5. С. 45–48.
8. Назарова Н.Г., Казетов С.И., Ганиев А.Л., Уразаков К.Р. Методика расчета коэффициента продуктивности скважин неоднородных по проницаемости коллекторов // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 4. С. 51–55. EDN: XNRQKT.
9. Наугольнов М.В., Растегаева Е.В., Зулькарниев Р.З., Асмандияров Р.Н. Факторный анализ успешности геолого-технических мероприятий как инструмент повышения качества геолого-гидродинамических моделей // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2019. № 1. С. 34–38. <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2019-1-34-38>. EDN: EQAHBM.
10. Хасанов М.М., Мухамедшин Р.К., Хатмуллин И.Ф. Компьютерные технологии решения многокритериальных задач мониторинга разработки нефтяных месторождений // Вестник инженерингового центра ЮКОС. 2001. № 2. С. 26–29.
11. Tavana M., Soltanifar M., Santos-Arteaga F.J. Analytical hierarchy process: revolution and evolution // Annals of Operations Research. 2023. Vol. 326. Iss. 2. P. 879–907. <https://doi.org/10.1007/s10479-021-04432-2>.
12. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. М.: Недра, 1977. 229 с.
13. Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. The role and significance of the stratigraphic factor in the identification of oil fields // Earth and Environmental Science: IOP conference series. Bristol: Institute of Physics, 2021. Vol. 867. P. 12015. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/867/1/012015>.



14. Закревский К.Е., Попов В.Л., Лепилин А.Е., Рыжиков Е.А. Геологические и технологические особенности создания гибких типовых шаблонов геологического моделирования // Нефтяное хозяйство. 2020. № 11. С. 38–43. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-11-38-43>.
15. Мухаметшин В.В. Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий // SOCAR Proceedings. 2020. № 4. С. 42–50. <https://doi.org/10.5510/OGP20200400464>. EDN: LYTMHI.
16. Мухаметшин В.Ш., Хакимзянов И.Н., Бахтизин Р.Н., Кулешова Л.С. Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой // SOCAR Proceedings. 2021. № 1. С. 88–97. <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI100513>.
17. Mukhametshin V.Sh., Kuleshova L.S., Yakupov R.F., Vafin R.V., Gilyazetdinov R.A. Features of localization of remaining oil in terrigenous reservoirs and potential for their recovery at the final stage of field development // Energy, Ecology and Technology In Agriculture: II International scientific and practical conference. Les Ulis: EDP Sciences, 2024. P. 1018. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202448001018>. EDN: OJPDIIH.
18. Мирзаянзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 368 с.

References

1. Kanalin V.G. *Interpretation of geological and field information in the development of oil fields*. Moscow: Nedra; 1984, 184 p. (In Russ.).
2. Gilyazetdinov R.A., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.Sh., Yakupov R.F., Gizzatullina A.A., Sagitova Z.N. An integrated approach to predicting the results of the identification of deposits in conditions of different tectonic confinement of objects. *SOCAR Proceedings*. 2023;4:31-41. (In Russ.). <https://doi.org/10.5510/OGP20230400913>.
3. Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V., Gilyazetdinov R.A. Improvement of scientific approaches to the operation of low-yield wells in a short-term periodic mode at the final stage of field development using geological and statistical modeling. *Neft'. Gaz. Novatsii*. 2023;5:22-26. (In Russ.).
4. Bakhitov R.R. Application of machine learning algorithms in tasks of well productivity index forecasting for carbonate oil fields. *Oil industry*. 2019;9:82-85. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-9-82-85>. EDN: QLDUEN.
5. Kuleshova L.S., Mukhametshin V.Sh., Rabaev R.U., Sultanov Sh.Kh., Stepanova R.R., Kobishcha D.I. Evaluation and use of the productivity coefficient for development management problems solving. *SOCAR Proceedings*. 2022;1:19-26. (In Russ.). <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI100641>.
6. Gilyazetdinov R.A., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V., Yakupov R.F., Grishchenko V.A. Refining solutions of development problems of the Volga-Ural oil and gas province fields using geological and statistical model ranking methods. *Earth sciences and subsoil use*. 2023;46(4):402-412. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2023-46-4-402-412>. EDN: KLCTFQ.
7. Vyzhigin G.B. Influence of reservoir opening up and well completion conditions on their productivity. *Oil industry*. 1985;5:45-48. (In Russ.).
8. Nazarova L.N., Kazetov S.I., Ganiev A.L., Urazakov K.R. The method of calculation of well productivity in heterogeneous permeability reservoirs. *Neft'. Gaz. Novatsii*. 2018;4:51-55. (In Russ.). EDN: XNRQKT.
9. Naugolnov M.V., Rastegaeva E.V., Zulkarniev R.Z., Asmandiyarov R.N. Factor analysis of the success of well interventions as a tool for improving the quality of geological and simulation models. *PROneft. Professionally about Oil*. 2019;1:34-38. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2019-1-34-38>. EDN: EQAHBM.
10. Khasanov M.M., Mukhamedshin R.K., Khatmullin I.F. Computer technologies for solving multi-criteria tasks of oil field development monitoring. *Vestnik inzhiniringovogo tsentra YUKOS*. 2001;2:26-29. (In Russ.).
11. Tavana M., Soltanifar M., Santos-Arteaga F.J. Analytical hierarchy process: revolution and evolution. *Annals of Operations Research*. 2023;326(2):879-907. <https://doi.org/10.1007/s10479-021-04432-2>.
12. Mirzajanzade A.H., Stepanova G.S. *Mathematical theory of experiment in oil and gas production*. Moscow: Nedra; 1977, 229 p. (In Russ.).
13. Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. The role and significance of the stratigraphic factor in the identification of oil fields. In: *Earth and Environmental Science: IOP conference series*. Bristol: Institute of Physics; 2021, vol. 867, p. 12015. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/867/1/012015>.
14. Zakrevsky K.E., Popov V.L., Lepilin A.E., Ryzhikov E.A. Geological and technological features of creating flexible standard templates for geological modeling. *Oil industry*. 2020;11:38-43. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-11-38-43>.
15. Mukhametshin V.V. Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*. 2020;4:42-50. (In Russ.). <https://doi.org/10.5510/OGP20200400464>. EDN: LYTMHI.
16. Mukhametshin V.Sh., Khakimzyanov I.N., Bakhtizin R.N., Kuleshova L.S. Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings*. 2021;1:88-97. (In Russ.). <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI100513>.
17. Mukhametshin V.Sh., Kuleshova L.S., Yakupov R.F., Vafin R.V., Gilyazetdinov R.A. Features of localization of remaining oil in terrigenous reservoirs and potential for their recovery at the final stage of field development. In: *Energy, Ecology and Technology in Agriculture: II international scientific and practical conference*. Les Ulis: EDP Sciences; 2024, p. 1018. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202448001018>. EDN: OJPDIIH.
18. Mirzajanzade A.H., Khasanov M.M., Bakhtizin R.N. *Modeling of oil and gas production processes. Nonlinearity, disequilibrium, uncertainty*. Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy; 2004, 368 p. (In Russ.).



Информация об авторах / Information about the authors



Гилязетдинов Руслан Альбертович,

научный сотрудник кафедры разведки и разработки
нефтяных и газовых месторождений,
Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного
технического университета – филиал в г. Октябрьском,
г. Октябрьский, Россия,

✉ gilyazetdinov_2023@mail.ru

<https://orcid.org/0009-0002-1931-7035>

Ruslan A. Gilyazetdinov,

Researcher of the Department of Oil and Gas Field
Exploration and Development,
Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University,
Oktyabrsky Branch,
Oktyabrsky, Russia,

✉ gilyazetdinov_2023@mail.ru

<https://orcid.org/0009-0002-1931-7035>



Кулешова Любовь Сергеевна,

кандидат технических наук,
доцент кафедры разведки и разработки
нефтяных и газовых месторождений,
Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного
технического университета – филиал в г. Октябрьском,
г. Октябрьский, Россия,

markl212@mail.ru

<https://orcid.org/0000-0003-2975-3666>

Lyubov S. Kuleshova,

Cand. Sci. (Eng.),
Associate Professor of the Department of Oil and Gas Field
Exploration and Development,
Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University,
Oktyabrsky Branch,
Oktyabrsky, Russia,

markl212@mail.ru

<https://orcid.org/0000-0003-2975-3666>

Вклад автора / Contribution of the author

Р.А. Гилязетдинов – написание первоначального варианта текста, осуществление расчетов по заданной методологии исследования, сопоставление результатов исследования.

Л.С. Кулешова – проверка и редактирование текста, утверждение окончательного варианта, разработка методологии и алгоритма исследования, интерпретация и анализ результатов.

Ruslan A. Gilyazetdinov wrote the original version of the article, performed calculations in accordance with the given research methodology and made benchmarking of the research results.

Lyubov S. Kuleshova verified and edited the text, approved the final version of the article, developed the research methodology and algorithm, interpreted and analyzed the results.

Конфликт интересов / Conflict of interests

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

The authors declare no conflicts of interests.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Информация о статье / Information about the article

Статья поступила в редакцию 16.03.2024; одобрена после рецензирования 16.05.2024; принята к публикации 29.05.2024.

The article was submitted 16.03.2024; approved after reviewing 16.05.2024; accepted for publication 29.05.2024.