

# Комплексный алгоритм оценки степени и характера взаимосвязи между продуктивностью залежей и набором геолого-промысловых параметров

Руслан Альбертович ГИЛЯЗЕТДИНОВ\*  
Любовь Сергеевна КУЛЕШОВА\*\*

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

## Аннотация

**Актуальность работы** обусловлена отсутствием в практике имитационного компьютерного моделирования универсальных научно-методических подходов к процедурам идентификации степени и характера взаимосвязи между продуктивностью залежей и перечнем различных параметров, определяемых в период разработки нефтяных месторождений при помощи геофизических и гидродинамических исследований. С учетом повсеместной необходимости наращивания темпов отбора остаточных запасов жидких углеводородов, которые аккумулированы преимущественно в пределах слабоизученных площадей длительно разрабатываемых объектов, задача создания качественного алгоритма поиска скрытых закономерностей изменения различных параметров является важнейшим аспектом реализации эффективного управления активами в условиях неопределенности.

**Цель исследования** заключается в разработке и апробации двухуровневой системы обработки геолого-промысловых данных на основе различных методов распознавания образов для повышения плотности информации о разбуриваемом объекте и идентификации базовых закономерностей изменения его параметров с возможностью переноса исходных результатов в масштабы месторождений-аналогов без потери представительности.

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

**Результаты и выводы.** На примере геолого-промысловых данных залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, приуроченных к карбонатным коллекторам девонской системы, произведена апробация разработанного алгоритма. В рамках каждого из этапов его реализации получены типовые системы оценки взаимосвязи, состоящие из двух уровней иерархии и позволяющие при низкой представительности моделей успешно идентифицировать ряд закономерностей изменения входящих в них параметров. При помощи сравнительного анализа дана дифференцированная оценка достоверности результатов работы алгоритма, на основе которой сделаны выводы о возможности его применения для решения широкого круга задач разработки нефтяных месторождений.

**Ключевые слова:** продуктивность залежей, разработка месторождений, геолого-статистическое моделирование, геофизические и гидродинамические исследования, карбонатные коллекторы девонской системы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.


## Введение

В современных условиях эксплуатации скважин осуществление бесперебойного мониторинга изменений геолого-технологических показателей во времени осложнено рядом организационно-производственных и экономических факторов. Широкое разнообразие параметров залегающих продуктивных пластов и насыщающих их флюидов в совокупности с низким темпом актуализации и уточнения данных приводит к повсеместному увеличению показателя неоднородности полученных результатов исследований, что, в свою очередь, накладывает ограничения на

процедуры интерпретации и использования полученных зависимостей для решения фундаментальных задач разработки нефтяных месторождений [1–3].

Ключевую роль при моделировании динамики пластовых процессов играет комплексный учет особенностей их протекания во времени. Действительно, период от первичного вскрытия продуктивных пластов до выхода скважин на режим характеризуется интенсивными изменениями условий притока в связи с активным проявлением «эффекта гистерезиса» по отношению к параметрам

\*gilyazetdinov\_2023@mail.ru

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

\*\*markl212@mail.ru

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

тру продуктивности, отражающего в различных формах (прямо или косвенно):

- условия фильтрации флюида в пределах призабойной зоны пласта и удаленных участков залежи;
- ряд фильтрационно-емкостных и толщинных параметров в совокупности с текущими и конечными технико-экономическими показателями реализации процесса разработки;
- степень освоения важнейших активов нефтяных компаний;
- необходимость повсеместного и полноценного учета геологического строения объекта при принятии управленческих решений;
- эффективность реализации процессов заводнения;
- успешность применения геолого-технических мероприятий и мероприятий, направленных на повышение коэффициента извлечения нефти.

Механизм очистки призабойной зоны пласта базируется на вытеснение различных по составу жидкостей за счет создаваемой депрессии, в результате чего происходят изменения фильтрационных сопротивлений в системе *скважина–пласт*. Одним из наиболее релевантных факторов, оказывающих влияние на успешность моделирования процессов пластовых систем и последующей интерпретации результатов, является нелинейный характер изменения продуктивности во времени после выхода скважин из бурения, обусловленный как неоднородностью процессов взаимодействия различных жидкостей с пористой средой, так и особенностями кинетики в неравновесных средах [4].

#### Методология

В пределах различных микро- и макроуровней организации пластовых систем (призабойная и удаленная зона пласта соответственно) скорость движения неоднородно насыщенных частицами жидкостей бурения и освоения различна, что подтверждается значительным варьированием показателей коэффициента продуктивности скважин, эксплуатирующих один и тот же продуктивный пласт, вскрытие которого осуществлялось при схожих геолого-технологических условиях. С учетом того, что процесс разработки нефтяных месторождений тесно сопряжен с проявлением ряда нелинейных свойств геологических систем, важным аспектом совершенствования научно-методических основ принятия эффективных управленческих решений в условиях различного рода ограничений является реализация комплексного подхода к исследуемым параметрам. В частности, применение инструментов имитационного компьютерного моделирования для мониторинга изменения продуктивности во времени с учетом особенностей геологического строения объектов является одним из актуальных направлений для исследований, которые позволяют [5]:

- выбрать и обосновать наиболее оптимальную технологию освоения скважин – с предварительным воздействием на призабойную зону пласта и (или) без воздействия;
- разработать стратегию вовлечения в разработку остаточных запасов нефти;
- идентифицировать влияние плотности бурового раствора и условий первичного вскрытия пласта на эффективность восстановления свойств ПЗП;

– внедрить метод аналогий при поиске объектов-аналогов для повышения достоверности использования геолого-статистических моделей;

– оптимизировать программу мероприятий по увеличению производительности скважин, выходящих из бурения, с целью достижения проектных дебитов;

– сократить затраты недропользователей на работы по уплотнению сетки скважин за счет совершенствования конструкций заканчивания;

– повысить точность технологических расчетов и качество интерпретации геофизических и гидродинамических результатов.

Существующие подходы к реализации алгоритмов оценки степени и характера взаимосвязи между продуктивностью и геолого-промысловыми показателями строятся в основном на использовании в виде опорного параметра скин-фактора в рамках скрининга и анализа причин, оказывающих существенное влияние на изменение условий притока вследствие проявления физико-механических, химико-биологических и термодинамических факторов. Одним из важнейших, на наш взгляд, упущений в используемой методологии исследования является отсутствие прямого учета неоднородностей геологического строения объектов. Полученные в ходе исследования зависимости, безусловно, могут быть применены с учетом установленных ограничений для решения тривиальных задач разработки месторождений, но в условиях истощения зрелых объектов нефтедобычи и необходимости крайне оперативного освоения остаточных запасов нефти на новых площадях их достоверность постепенно снижается [6].

В связи с этим для повышения плотности знаний о процессах, происходящих в призабойной зоне пласта, и успешного применения выявленных закономерностей при прикладном моделировании предложим универсальный алгоритм, основанный на использовании методов распознавания образов и построения многомерных регрессионных моделей, где в качестве базового параметра исследования будем использовать продуктивность залежи.

Перед реализацией первого этапа алгоритма авторами данной статьи рекомендуется осуществить первичное разделение исходных объектов на группы в зависимости от их тектонико-стратиграфической приуроченности, после чего при помощи дискриминантного анализа установить процент идентифицируемости объектов, координаты центроидов каждой из групп и ряд статистических характеристик, используемых для поиска сопредельных групп. Необходимость в довольно глубоком анализе исходных данных обоснована и подтверждается результатами работ [7–9], направленных на построение различных по представительности и концепции моделей прогнозирования геолого-технологических параметров.

При достижении или превышении порогового значения, основанного на учете ранее проводимых процедур моделирования при иных граничных условиях, предлагается следовать следующей схеме:

- произвести оценку вклада каждого из параметров в процент верно сгруппированных объектов при помощи встроженных функций ДА;

**Таблица 1. Параметры для проведения дискриминантного анализа**

**Table 1. Parameters for discriminant analysis**

Параметр, единица измерения	Расшифровка
$H_{зан}$ , м	Глубина залегания пласта
$H_{общ}$ , м	Общая толщина пласта
$H_э$ , м	Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта
$H_n$ , м	Средняя толщина нефтенасыщенных ролластков
$m$ , доли ед.	Коэффициент пористости
$K_n$ , доли ед.	Коэффициент нефтенасыщенности
$K_{прон}$ , мкм <sup>2</sup>	Коэффициент проницаемости
$K_p$ , доли ед.	Коэффициент песчаности
$K_p$	Коэффициент расчлененности
$t_{пл}$ , °С	Начальная пластовая температура
$P_{пл}$ , МПа	Начальное пластовое давление
$\mu_n$ , МПа · с	Вязкость нефти в пластовых условиях
$\rho_n$ , т/м <sup>3</sup>	Плотность нефти в пластовых условиях
$\rho'_n$ , т/м <sup>3</sup>	Плотность нефти в поверхностных условиях
$\beta$	Объемный коэффициент нефти
$P_{нас}$ , МПа	Давление насыщения нефти газом
$G$ , м <sup>3</sup> /т	Газосодержание пластовой нефти
$\mu_в$ , МПа · с	Вязкость воды в пластовых условиях
$\rho'_в$ , т/м <sup>3</sup>	Плотность воды в поверхностных условиях
$M$ , г/л	Общая минерализации воды

– с учетом ранжирования установить перечень параметров, которые вносят наибольший вклад в процент верно сгруппированных объектов, и рассчитать их весовой коэффициент;

– дифференцированно в зависимости от группы объектов построить модели прогнозирования выбранного параметра (в нашем случае – коэффициента продуктивности), установить значения коэффициентов детерминации;

– при помощи эмпирической формулы, полученной авторами в рамках комплексирования опыта разработки исследуемых объектов и объектов-аналогов [10], оценить вклад каждого из параметров  $X$ , %, входящего в модель и по аналогии произвести ранжирование:

$$X = 100 - \left( \frac{100 W}{n} \right), \quad (1)$$

где  $W$  – частота появления параметра в модели, доли ед.;  $n$  – общее количество параметров в модели, шт.

– параметрам, которые вносят наибольший вклад в исходные модели, присвоить весовые коэффициенты в соответствии с результатами работ [11–14]:

$$P_j = \frac{\sqrt{I_j}}{C}, \quad (2)$$

где  $I_j$  – вклад  $j$ -го параметра, доли ед.;  $C$  – квадратный корень суммы вкладов идентифицированных параметров с наибольшим вкладом, доли ед.;

– затем определить лучшие пары, вес которых в сумме дает наилучший результат; полученные пары будем называть взаимодополняемой парой параметров, в ходе анализа которых определяются основные тренды взаимосвязи геолого-промысловых параметров и выбранного показателя (формулы (1) и (2) соответственно).

### Результаты

Произведем апробацию предложенного авторами алгоритма. Объектом исследования выступают залежи карбонатных коллекторов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции девонской системы, параметры которых получены в ходе обобщения данных более чем по 700 скважинам различного назначения. Для проведения дискриминантного анализа были выбраны двадцать параметров, характеризующих различные свойства продуктивных пластов и насыщающих их флюидов (табл. 1).

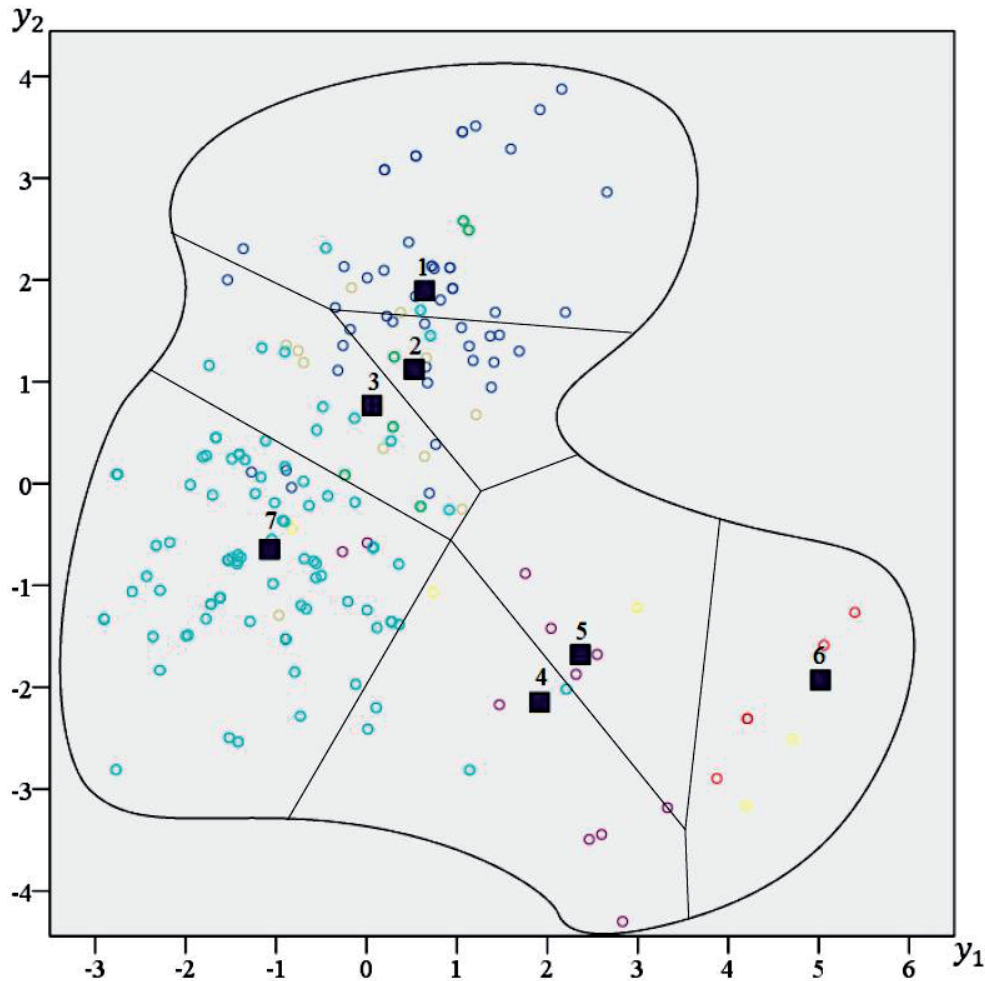
Проведенный авторами ДА по семи группам показал высокий процент верно сгруппированных объектов (более 75 %), рис. 1. Координатами точек (залежей) в системе координат  $y_1$  и  $y_2$  выступили значения канонических дискриминантных функций, рассчитанные с использованием пакета прикладных программ компьютерного моделирования.

Первая группа объектов представлена в наибольшей степени залежами фаменского яруса Башкирского свода и в наименьшей объектами Бирской седловины и Южно-Татарского свода.

Для первой группы объектов суммарный вклад фаменского яруса Бирской седловины и Южно-Татарского свода почти в четыре раза меньше, чем вклад фаменского яруса Башкирского свода, а при рассмотрении их относительно тектонического элемента – в два раза. Вторая группа объектов представлена залежами мендымского и аскынского горизонтов, вклад которых в группу и в тектонический элемент аналогичен и составляет в пять раз больше по сравнению с залежами фаменского яруса Южно-Татарского свода.

Третья группа залежей является уникальной в силу того, что ее представляют объекты фаменского яруса четырех различных тектонических элементов – Бирская седловина, Башкирский свод, Благовещенская впадина и Южно-Татарский свод, причем первые два отличаются между собой по вкладу в группу менее чем на единицу, а остальные – равны. Наибольший процент объектов в тектоническом элементе характерен для Бирской седловины, наименьший – для Южно-Татарского свода.

Треть залежей Благовещенской впадины фаменского яруса формируют четвертую группу на более чем 60 %, а оставшуюся часть – залежи Южно-Татарского свода. Пятую группу на 33,4 % формируют 80 % залежей Благовещенской впадины мендымского и аскынского горизонтов. Близки им по геолого-физическим параметрам залежи Благовещенской впадины фаменского яруса, а также отдельные объекты Башкирского свода. Шестая группа состоит полностью из залежей бийского горизонта Бельской депрессии. И наконец, седьмая группа объектов практически полностью состоит из залежей фаменского яруса Южно-Татарского свода за исключением менее 5 % из них, приходящихся на залежи Башкирского свода и Благовещенской впадины мендымского и аскынского горизонтов.



**Рисунок 1. Распределение рассматриваемых залежей карбонатных коллекторов девонской системы Волго-Уральского региона в осях канонических дискриминантных функций  $y_1$  и  $y_2$ :** объекты:  $\circ$  – Башкирский свод, фаменский ярус;  $\bullet$  – Бирская седловина, мендымский и аскынский горизонты;  $\square$  – Бирская седловина, фаменский ярус;  $\circ$  – Благовещенская впадина, фаменский ярус;  $\square$  – Благовещенская впадина, мендымский и аскынский горизонты;  $\circ$  – Бельская депрессия, бийский горизонт;  $\bullet$  – Южно-Татарский свод, фаменский ярус

**Figure 1. Distribution of the considered deposits of carbonate reservoirs of the Devonian system of the Volga-Ural region in the axes of canonical discriminant functions  $y_1$  and  $y_2$ :** facilities:  $\circ$  – Bashkir vault Famensky tier;  $\bullet$  – Birska saddle Mendymky and Askinsky horizons;  $\square$  – Birska saddle famenskiy tier;  $\circ$  – Blagoveshchenskaya depression Famenskiy tier;  $\square$  – Blagoveshchenskaya depression Mendymky and Askinsky horizons;  $\circ$  – Belskaya depression Biysk horizon;  $\bullet$  – South Tatar vault Famensky tier

Обобщенные модели для поиска объектов-аналогов в осях канонических дискриминантных функций для залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам девонской системы ВУНГП и характеризующих распределение объектов (рис. 1), имеют следующий вид:

$$y_1 = 0,005H_{\text{зал}} - 0,01H_{\text{общ}} + 0,094H_3 - 0,581H_{\text{п}} + 0,333m_1 + 2,27K_{\text{н}} - 2,961K_{\text{прон}} + 1,544K_{\text{пл}} - 0,168K_{\text{р}} + 0,034t_{\text{пл}} - 0,174P_{\text{пл}} - 0,021\mu_{\text{н}} - 19,416\rho_{\text{н}} + 45,656\rho'_{\text{н}} + 7,592\beta + 0,028P_{\text{нас}} + 0,025G + 0,015\mu_{\text{б}} - 4,446\rho'_{\text{б}} + 0,002M - 31,354, \quad (3)$$

$$y_2 = 0,002H_{\text{зал}} - 0,003H_{\text{общ}} - 0,074H_3 + 0,47H_{\text{п}} + 8,305m_1 + 2,666K_{\text{н}} - 5,82K_{\text{прон}} - 1,545K_{\text{пл}} + 0,193K_{\text{р}} - 0,07t_{\text{пл}} - 0,105P_{\text{пл}} + 0,015\mu_{\text{н}} + 27,396\rho_{\text{н}} + 4,045\rho'_{\text{н}} + 10,217\beta + 0,251P_{\text{нас}} - 0,024G + 0,015\mu_{\text{б}} - 6,097\rho'_{\text{б}} + 0,004M - 36,884. \quad (4)$$

Рассмотрим вклад каждого из параметров в процент верно сгруппированных объектов в зависимости от их

тектонико-стратиграфической приуроченности (формулы (3)–(4)). Для залежей Башкирского свода фаменского яруса суммарный вклад более 50 % вносят следующие параметры:  $H_{\text{зал}}$ ,  $m_1$ ,  $K_{\text{прон}}$ ,  $P_{\text{пл}}$ , причем на долю последних двух приходится до 35 %. Аналогичная ситуация наблюдается и для залежей Бирской седловины фаменского яруса, за исключением следующих аспектов: суммарная доля параметров  $K_{\text{прон}}$  и  $P_{\text{пл}}$  составляет 44 %, что в четыре раза больше вклада  $H_{\text{зал}}$  и  $m_1$ . Наименьшим вкладом в процент верно сгруппированных объектов, составляющим до 1,5 % суммарно, для представленных залежей обладают параметры:  $M$ ,  $G$ ,  $\rho_{\text{н}}$ ,  $\rho'_{\text{н}}$  и  $t_{\text{пл}}$ . Вклад остальных 11 параметров в целом характеризуется постепенным линейным снижением практически с идентичным интервалом изменения анализируемой величины.

Для залежей фаменского яруса, приуроченных к Благовещенской впадине и Южно-Татарскому своду, получено распределение: в первом случае вклад более 50 % вносят параметры, характеризующие фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов ( $K_{\text{н}}$ ,  $K_{\text{прон}}$ ,  $m_1$ ) и

некоторые физико-химические свойства пластовых флюидов ( $\mu_n, \rho_n$ ); во втором случае аналогичный вклад вносят практически те же параметры, за исключением того, что добавляются еще и специальные коэффициенты неоднородности ( $K_n$  и  $K_p$ ), причем их суммарная доля больше по отношению к суммарной доле параметров  $K_n, K_{\text{прон}}, m_r$ .

По объектам, приуроченным к мендымскому и аскынскому горизонту Бирской седловины и Благовещенской впадины, вклад в процент верно сгруппированных объектов более 50 % вносят практически 60 % исходных параметров, среди которых наибольшим значением отмечены следующие:  $P_{\text{нас}}, \rho_n, t_{\text{пл}}$ . Для залежей бийского горизонта Бельской депрессии более половины вклада в процент верно сгруппированных объектов обеспечивают восемь следующих параметров:  $H_{\text{общ}}, H_3, H_n, K_{\text{прон}}, t_{\text{пл}}, G, K_n, K_p$ . Согласно сказанному, при помощи сравнительной оценки успешно произведены определение перечня параметров, которые вносят наибольший вклад в процент верно сгруппированных объектов при проведении дискриминантного анализа (табл. 2), и вычисление значений весовых коэффициентов для каждого из них с использованием формулы (2).

Для построения моделей прогнозирования коэффициента продуктивности воспользуемся классическим многомерным регрессионным анализом. В отличие от варианта моделирования с использованием дискриминантного анализа, в полученные уравнения входят такие параметры, которые уже обладают наибольшим влиянием и обеспечивают текущий высокий показатель коэффициента детерминации (среднее значение составляет 0,784). В силу высокой мультиколлинеарности между параметрами, дать однозначную количественно-качественную ха-

рактеристику тренда их изменения на основе косвенных данных достаточно сложно, поэтому, по аналогии с ранее проведенными операциями интерпретации результатов и используя формулы (2) и (3), получим следующее:

- для объектов, приуроченных к бийскому горизонту Бельской депрессии, значительно сократился набор параметров, обеспечивающих вклад более половины в устойчивость текущих моделей, что, вероятно, связано с наличием тесной взаимосвязи между собой параметров, отражающих фильтрационно-емкостные свойства пластов; к тому же особого внимания заслуживает и тот факт, что параметры, характеризующие условия залегания пласта, в меньшей мере вносят вклад в устойчивость модели (стабильность коэффициента детерминации); это также отражается при интерпретации результатов распределения объектов в осях канонических дискриминантных функций;

- залежи фаменского яруса, приуроченные к Башкирскому и Южно-Татарскому своду, обладают практически идентичным набором семи параметров, обеспечивающих вклад более 50 % в устойчивость модели за исключением параметра  $t_{\text{пл}}$  (для Южно-Татарского свода); это, наш взгляд, косвенно может характеризовать различную эффективность вытеснения нефти водой при заводнении залежей; действительно, при движении закачиваемой воды в продуктивном пласте происходит смешивание пластовой жидкости и воды, что приводит при определенных условиях к изменению температурного поля пласта; в случае благоприятных геологических условий для заводнения температура пласта не будет значительно отличаться от начальной за счет интенсивного движения жидкости в пористой среде и минимального смешивания; к тому же данное предположение подтверждается и тем, что средний коэффициент расчлененности для залежей фаменского яруса Южно-Татарского свода практически в 1,7 раза выше, чем аналогичный параметр для Башкирского свода;

- модели прогнозирования продуктивности для залежей бирской седловины и благовещенской впадины мендымского и аскынского горизонтов обладают наибольшим количеством параметров, обеспечивающим высокий уровень коэффициента детерминации; их количество в среднем почти в три раза больше, чем для остальных залежей; особый вклад, на наш взгляд, вносят параметры, отражающие неоднородность геологического строения объектов, в силу того, что в обоих случаях параметры  $K_n$  и  $K_p$  обладают идентичными по направлению и числовому значению коэффициентами при практически сопредельных коэффициентах детерминации полученных моделей;

- в модели всех семи групп объектов входят параметры, которые используются для определения коэффициента продуктивности различными методами.

В табл. 3 отражены показатели расчетов по алгоритму с использованием многомерных регрессионных моделей.

С учетом результатов, отраженных в табл. 2, 3, идентифицируем следующие взаимодополняемые параметры и запишем типовые системы оценки степени и характера взаимосвязи между коэффициентом продуктивности и параметрами на основе весовых коэффициентов:

**Таблица 2. Основные расчеты для моделей канонических дискриминантных функций**  
**Table 2. Basic calculations for models of canonical discriminant functions**

Параметр	Средний вклад в процент верно сгруппированных объектов	
	Весовой коэффициент	
$H_{\text{общ}}$	9,4	
	0,274	
$H_3$	8,1	
	0,253	
$K_{\text{прон}}$	18,4	
	0,682	
$m_r$	16,3	
	0,593	
$P_{\text{пл}}$	14,9	
	0,424	
$K_n$	14,2	
	0,313	

**Таблица 3. Основные расчеты для моделей прогнозирования коэффициента продуктивности**  
**Table 3. Basic calculations for productivity coefficient forecasting models**

Параметр	Средний вклад в устойчивость модели	
	Весовой коэффициент	
$H_{\text{общ}}$	17,5	
	0,606	
$K_n$	15,4	
	0,533	
$K_{\text{прон}}$	21,4	
	0,794	
$m_r$	11,2	
	0,275	
$P_{\text{пл}}$	13,9	
	0,308	
$H_n$	14,2	
	0,391	

– для процедур моделирования с использованием элементов дискриминантного анализа:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{H_{\text{общ}}} + P_{H_n} = 0,527; \\ P_{K_{\text{прон}}} + P_{H_{\text{общ}}} = 0,956; \\ P_{K_{\text{прон}}} + P_{H_n} = 0,935; \\ P_{K_{\text{прон}}} + P_{K_n} = 0,995; \\ P_{m_r} + P_{H_{\text{общ}}} = 0,867; \\ P_{m_r} + P_{H_n} = 0,846; \\ P_{m_r} + P_{K_n} = 0,906; \\ P_{P_{\text{пл}}} + P_{H_{\text{общ}}} = 0,698; \\ P_{P_{\text{пл}}} + P_{H_n} = 0,677; \\ P_{P_{\text{пл}}} + P_{K_n} = 0,737; \end{array} \right. \quad (5)$$

– для процедур моделирования с использованием многомерного регрессионного анализа:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{H_{\text{общ}}} + P_{m_r} = 0,881; \\ P_{H_{\text{общ}}} + P_{P_{\text{пл}}} = 0,914; \\ P_{H_{\text{общ}}} + P_{H_n} = 0,997. \end{array} \right. \quad (6)$$

Как мы можем видеть, система (5), предназначенная для моделирования с использованием дискриминантного анализа, преобладает по количеству весовых коэффициентов по сравнению с системой (6), что, в свою очередь, и накладывает определенные трудности при расчетах, но прежде всего, позволяет использовать ее для решения прямых и косвенных задач раз-

работки, в частности, при поиске объектов-аналогов и тиражировании лучших практик на территориях, плотность геолого-промысловых данных по которым незначительна. Помимо этого, можно успешно использовать данную систему для оперативной идентификации представительных параметров в целях корректировки проектных решений, связанных с планированием мероприятий по интенсификации добычи нефти, или повышением нефтеотдачи пластов. Область применения системы (6) взаимодополняемых параметров может находиться в плоскости исследования как уточняющая, т. е. направленная исключительно для получения точечного определения степени и характера взаимовлияния между определенным параметром, выбранным для анализа, и ряда геолого-физических характеристик продуктивных пластов и насыщающих их флюидов [15].

#### Выводы

Таким образом, в результате проведенных исследований получены следующие выводы и результаты:

– высокая интенсивность пластовых процессов в совокупности с особенностью их кинетики в различных начальных и текущих условиях накладывает ряд трудностей при процедурах имитационного компьютерного моделирования;

– существующие модели, позволяющие обоснованно принимать ряд управленческих решений в условиях различной по объему и плотности геолого-промысловых информации, не учитывают на качественном уровне геологическую неоднородность объектов и, как правило, базируются на тривиальных алгоритмах обработки и интерпретации данных, что в условиях ввода в промышленную эксплуатацию остаточных запасов жидких углеводородов в пределах территорий, на которых уже длительное время осуществляется разработка, может привести к неверным суждениям о механизмах протекания процессов в ПЗП и, как следствие, низкому уровню эффективности реализации проектных решений;

– применение предложенного авторами комплексного алгоритма существенно расширяет область использования прикладного моделирования в решении прямых и косвенных, общих и точечных задач разработки месторождений за счет следующей последовательности действий:

– начальное разделение объектов на группы по критерию тектонико-стратиграфической приуроченности и вычисление основных характеристик дискриминантного анализа (координаты центроидов залежей, процент верно сгруппированных объектов и т. д.);

– определение вклада каждого из параметров в величину исходного процента верно сгруппированных объектов и расчет весовых коэффициентов по эмпирической формуле (2) для наиболее представительных из них;

– построение моделей прогнозирования коэффициента продуктивности (при необходимости он может быть заменен другим) с использованием систем многомерного регрессионного анализа и, по аналогии, с использованием формул (1) и (2), реализация дифференцированной оценки вклада каждого из параметров в совокупности с расчетом весовых коэффициентов;

– формирование взаимодополняемых пар параметров на основе определения наилучшей суммы их весовых коэффициентов;

– построение систем взаимосвязи между весовыми коэффициентами параметров (например, как (5) и (6) для залежей карбонатных коллекторов ВУНГП соответственно) и интерпретация тренда их влияния на исследуемый показатель.

Ключевой особенностью предложенного подхода является его универсальность и возможность кратного повышения плотности информации по объекту даже при низком уровне устойчивости и представительности моделей, что позволяет идентифицировать базовые закономерности изменения различных параметров с учетом особенностей пластовых процессов.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Щербakov A. A., 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.
2. Леонов Е. Г., Убушаев У. Б., Костюченко А. Н. Расчет коэффициентов проницаемости и продуктивности, а также скин-фактора с помощью формул индикаторных линий, полученных в лабораторных условиях // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2023. № 6(366). С. 68–72. [https://doi.org/10.33285/0130-3872-2023-6\(366\)-68-72](https://doi.org/10.33285/0130-3872-2023-6(366)-68-72)
3. Гильмиев Д. Р., Коваленко А. П., Хребтова Е. А., Ягудин Р. А., Батурин П. И., Лознюк О. А., Минулин А. А. Методика оценки зон локализации запасов многопластового объекта разработки аналитическим методом // Нефтяное хозяйство. 2022. № 11. С. 32–36. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-11-32-36>
4. Нагульнов 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/10.24887/2587-7399-2019-1-7-11>
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>
6. Ebrahimi S. B., Bagheri E. Optimizing profit and reliability using a bi-objective mathematical model for oil and gas supply chain under disruption risks // Computers & Industrial Engineering. 2022. Vol. 163. Article number 107849. <https://doi.org/10.1016/j.cie.2021.107849>
7. Brandt A. R. Review of mathematical models of future oil supply: Historical overview and synthesizing critique // Energy. 2010. Vol. 35. Issue 9. P. 3958–3974. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.04.045>
8. Shah N., Mishra P. Oil production optimization: a mathematical model // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2013. Vol. 3. P. 37–42. <https://doi.org/10.1007/s13202-012-0040-z>
9. 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)
10. Кулешова Л. С., Гилязетдинов Р. А., Мухаметшин В. В. Использование методов геолого-статистического моделирования для снятия неопределенностей при формировании алгоритма вовлечения в разработку остаточных запасов нефти залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Нефть. Газ. Новации. 2023. № 12(276). С. 39–45.
11. Мухаметшин В. Ш., Хакимзянов И. Н. Особенности группирования низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах для рационального использования ресурсов в пределах Урало-Поволжья // Записки Горного института. 2021. Т. 252. С. 896–907. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.6.11>
12. 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>
13. Гилязетдинов Р. А., Мухаметшин В. В., Кулешова Л. С. Использование результатов дифференциации и группирования залежей для решения задач разработки карбонатных коллекторов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Недропользование. 2023. Т. 23. № 4. С. 152–158. <https://doi.org/10.15593/2712-8008/2023.4.1>
14. Мухаметшин В. Ш. Экспресс-оценка коэффициента извлечения нефти при разработке залежей в карбонатных коллекторах на естественных режимах // SOCAR Proceedings. 2022. Спец. вып. №1. С. 27–36. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI100642>
15. Fedorov S., Hagspiel V., Rogstad R. W. H., Haseldonckx S., Haugsgjerd J. H., Rønning A. Evaluation of tieback developments for marginal oil fields with timing flexibility // Energy Economics. 2024. Vol. 131. P. 1–18. Article number 107344. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2024.107344>

Статья поступила в редакцию 19 апреля 2024 года

# A comprehensive algorithm for assessing the degree and nature of the relationship between the productivity of deposits and a set of geological and production parameters

Ruslan Al'bertovich GILYAZETDINOV\*  
Lyubov' Sergeevna KULESHOVA\*\*

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

## Abstract

**The relevance of the work** is due to the lack in the practice of computer simulation modeling of universal scientific and methodological approaches to the procedures for identifying the degree and nature of the relationship between the productivity of deposits and the list of various parameters determined during the development of oil fields using geophysical and hydrodynamic studies. Taking into account the widespread need to increase the rate of selection of residual reserves of liquid hydrocarbons, which are accumulated mainly within the poorly studied areas of long-term developed objects, the task of creating a high-quality algorithm for searching for hidden patterns of change in various parameters is the most important aspect of implementing effective asset management in conditions of uncertainty.

**The purpose of the study** is to develop and test a two-level system for processing geological and production data based on various pattern recognition methods to increase the density of information about the drilled object and identify the basic patterns of change in its parameters with the possibility of transferring the initial results to the scale of similar fields without loss of representativeness.

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


**Results and conclusions.** The developed algorithm was tested using the example of geological and production data of the Volga-Ural oil and gas province deposits confined to carbonate reservoirs of the Devonian system. Within the framework of each of the stages of its implementation, typical systems for assessing the relationship were obtained, consisting of two levels of hierarchy and allowing, with low representativeness of the models, to successfully identify a number of patterns of change in the parameters included in them. Using comparative analysis, a differentiated assessment of the reliability of the algorithm's results is given, based on which conclusions are made about the possibility of its application for solving a wide range of problems in the development of oil fields.

**Keywords:** reservoir productivity, field development, geological and statistical modeling, geophysical and hydrodynamic studies, carbonate reservoirs of the Devonian system of the Volga-Ural oil and gas province.


## REFERENCES

1. 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 Politeknicheskogo Universiteta. Inzhiniring georesurov* [Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering], vol. 330, no. 5, pp. 93–99. (In Russ.)
2. Leonov E. G., Ubushaev U. B., Kostyuchenko A. N. 2023, Calculation of permeability and productivity coefficients, as well as the skin factor using formulas of indicator lines obtained in laboratory conditions. *Stroitel'stvo nefyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more* [Construction of oil and gas wells on land and at sea], no. 6(366), pp. 68–72. (In Russ.) [https://doi.org/10.33285/0130-3872-2023-6\(366\)-68-72](https://doi.org/10.33285/0130-3872-2023-6(366)-68-72)
3. Gilmiev D. R., Kovalenko A. P., Hrebtova E. A., Yagudin R. A., Baturin P. I., Loznyuk O. A., Minulin A. A. 2022, Methodology for estimating zones of localization of reserves of a multilayer object of development by an analytical method. *Neftyanoe khozyaistvo* [Oil industry], no. 11, pp. 32–36. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-11-32-36>
4. Nagulnov M. V., Rastegaeva E. V., Zulkarniev R. Z., Asmandiyarov R. N. 2019, Factor analysis of the success of geological and technical measures as a tool for improving the quality of geological and hydrodynamic models. *Proneft'. Professional'no o nefi* [PRONEFT. Professionally about oil], no. 1, pp. 34–38. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2019-1-7-11>
5. Davletbakova L. A., Gabitova S. I., Klimov. Yu., Shuvaev D. V., Edelman. I. Ya., Schmidt S. A. 2021, A new method for monitoring the dynamics of changes in the productivity coefficient of wells. *Proneft'. Professional'no o nefi* [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>
6. Ebrahimi S. B., Bagheri E. 2022, Optimizing profit and reliability using a bi-objective mathematical model for oil and gas supply chain under disruption risks. *Computers & Industrial Engineering*, vol. 163, article number 107849. <https://doi.org/10.1016/j.cie.2021.107849>
7. Brandt A. R. 2010, Review of mathematical models of future oil supply: Historical overview and synthesizing critique. *Energy*, vol. 35, issue 9, pp. 3958–3974. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.04.045>

✉ [gilyazetdinov\\_2023@mail.ru](mailto:gilyazetdinov_2023@mail.ru)

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

\*\*[mark12@mail.ru](mailto:mark12@mail.ru)

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



8. Shah N., Mishra P. 2013, Oil production optimization: a mathematical model. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, vol. 3, pp. 37–42. <https://doi.org/10.1007/s13202-012-0040-z>
9. 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 neftyanykh 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)
10. Kuleshova L. S., Gilyazetdinov R. A., Mukhametshin V. V. 2023, The use of geological and statistical modeling methods to remove uncertainties in the formation of an algorithm for involving the remaining oil reserves of the Volga-Ural oil and gas province in the development *Neft'. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Innovations], no. 12(276), pp. 39–45. (In Russ.)
11. Mukhametshin V. Sh., Khakimzyanov I. N. 2021, Features of grouping low-productive oil deposits in carbonate reservoirs for the rational use of resources within the Ural-Volga region. *Zapiski Gornogo Instituta* [Journal of Mining Institute], vol. 252, pp. 896–907. (In Russ.) <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.6.11>
12. Mukhametshin V. V. 2020, Improving the efficiency of oil production facilities management using the analogy method. *SOCAR proceedings*, no. 4, pp. 42–50. (In Russ.) <https://doi.org/10.5510/OGP20200400464>
13. Gilyazetdinov R. A., Mukhametshin V. V., Kuleshova L. S. 2023, Using the results of differentiation and grouping of deposits to solve the problems of developing carbonate reservoirs of the Volga-Ural oil and gas province. *Nedropol'zovanie* [Subsurface use], vol. 23, no. 4, pp. 152–158. (In Russ.) <https://doi.org/10.15593/2712-8008/2023.4.1>
14. Mukhametshin V. Sh. 2022, Express assessment of the oil recovery coefficient during the development of deposits in carbonate reservoirs under natural conditions. *SOCAR Proceedings. Special issue no. 1*, pp. 27–36. (In Russ.) <https://doi.org/10.5510/OGP2022S1100642>
15. Fedorov S., Hagspiel V., Rogstad R. V., Haseldonks S., Haugsgjord J. H., Renning A. 2024, Assessment of the possibilities of developing low-deficit oil fields with flexible time frames. *Energy Economics*, vol. 131, article number 107344. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2024.107344>

The article was received on April 19, 2024