

# Снижение рисков при разработке трудноизвлекаемых запасов жидких углеводородов с использованием комплексного анализа геолого-промысловых данных

Руслан Альбертович ГИЛЯЗЕТДИНОВ\*  
Любовь Сергеевна КУЛЕШОВА\*\*  
Вячеслав Шарифуллович МУХАМЕТШИН\*\*

Институт нефти и газа ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Октябрьском, Октябрьский, Республика Башкортостан, Россия

## Аннотация

**Актуальность работы** обусловлена необходимостью реализации комплексного подхода к процессу вовлечения в разработку остаточных запасов нефти, сосредоточенных в низкопроницаемых и неоднородных коллекторах тюменской свиты, за счет учета результатов прикладного анализа геолого-промысловых данных с использованием методов математического анализа. В частности, дифференциация и группирование скважин по критерию эффективности в рамках приобщения ряда геологических и технико-технологических показателей позволяет устанавливать определенные закономерности изменения фильтрационно-емкостных характеристик зон, которые в дальнейшем могут быть использованы при формировании оптимальной стратегии воздействия на нефтенасыщенные участки залежи.

**Цель исследования заключается** в снижении уровня неопределенности при моделировании дизайна гидроразрыва пласта в условиях разработки перспективных залежей Шаимского нефтегазоносного района, характеризующихся сложным геологическим строением.

**Методы исследования** – методы распознавания образов, дискриминантный анализ, теория полного факторного эксперимента.

**Результаты и выводы.** При проведении анализа получены уравнения канонических дискриминантных функций, позволяющие существенно снизить риски принятия неэффективных управленческих решений в условиях неоднородности и неравновесности геолого-промысловых данных. С использованием теории полного факторного эксперимента получена общая линейная модель, связывающая ряд представленных геологических показателей между собой и уточняющая степень влияния их на эмерджентность нелинейных пластовых систем, что в рамках реализации проактивного регулирования процессов извлечения остаточных запасов нефти является существенно важным аспектом. Сделаны выводы о возможности синтеза результатов исследования и имеющихся научно-методических основ для формирования передового и компетентного подхода к освоению трудноизвлекаемых запасов в рамках управления энергетическими ресурсами недропользователей.

**Ключевые слова:** тюменская свита, неоднородные по структуре и поровому пространству геологические комплексы, дифференциация и группирование скважин, геолого-статистическое моделирование, гидроразрыв пласта, разработка залежей трудноизвлекаемых запасов.

## Введение

В связи с повсеместным ухудшением структуры запасов нефти на крупных месторождениях Российской Федерации и их стремительным переходом в категорию трудноизвлекаемых ресурсов рентабельный процесс подъема на дневную поверхность жидких углеводородов невозможен без реализации комплекса геолого-технических мероприятий, позволяющих вовлечь в процесс дренирования застойные, тупиковые и слабо охваченные воздействием зоны продуктивных пластов [1]. При продолжительной разработке месторождения в пласте формируются техногенные неоднородности, которые

в симбиозе с естественной нелинейной трещиноватостью низкопроницаемого порового пространства приводят к неравномерной выработке эксплуатационных объектов. Одним из эффективных и оправданных методов интенсификации притока в низкопродуктивных залежах является гидроразрыв пласта.

В отечественной практике накоплен большой опыт моделирования процессов ГРП, в частности, формирования оптимального дизайна и определения возможных технико-экономических результатов планируемых работ. Начальным звеном для описания любого из про-

\*gilyazetdinov\_2023@mail.ru

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

\*\*vsh@of.ugntu.ru

цессов служит массив промысловых данных различных категорий, в которых выделен численный показатель, отнесенный к тому или иному рассматриваемому параметру [2]. Основная механика моделирования стадий интенсификации добычи нефти при помощи ГРП реализуется с использованием математических инструментов, которые позволяют качественно выполнять прогноз и минимизировать неопределенности только при корректно подготовленных входных данных, что не всегда удается в силу различных факторов. Одним из них является то, что нефтепользователи подходят к стадии планирования операции ГРП без предварительной обработки накопленной информации по месторождению или объектам-аналогам, позволяющей, в свою очередь, при правильной постановке задачи заблаговременно выявить ключевые аспекты и особенности моделирования сложных нелинейных и неструктурированных систем [3]. В рамках этого наиболее оптимальным методом снижения уровня неопределенности при принятии качественных управленческих решений является реализация комплексного подхода к процессу использования регрессионных моделей, полученных в рамках повсеместного учета параметров, характеризующих ряд технико-технологических и геологических аспектов процесса. Это позволит в условиях различной по плотности информации обоснованно подходить к вопросу формирования оптимальной стратегии извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти.

#### Методология

Для повышения достоверности прогнозирования результатов ГРП в сложных геологических комплексах важно повсеместно использовать накопленный опыт по объектам-аналогам. Согласно этому, в качестве базового метода для реализации эффективного подхода к вопросу обеспечения представительности информации является применение методов распознавания образов, в частности, дискриминантного анализа (ДА). Он нашел широкое при-

менение для решения различного круга задач разработки месторождений. Так, в работах [4, 5] при помощи ДА получены представительные геолого-статистические модели по залежам Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в зависимости от тектонико-стратиграфической приуроченности объектов. Помимо этого, при помощи вспомогательных инструментов существенно повышена точность поиска объектов-аналогов при различном количественно-качественном соотношении промысловых данных, что позволяет сделать следующие выводы:

- применение ДА в рамках поставленной задачи совершенствования подходов к процессу моделирования ГРП может существенно повысить качество прикладных и практических работ;

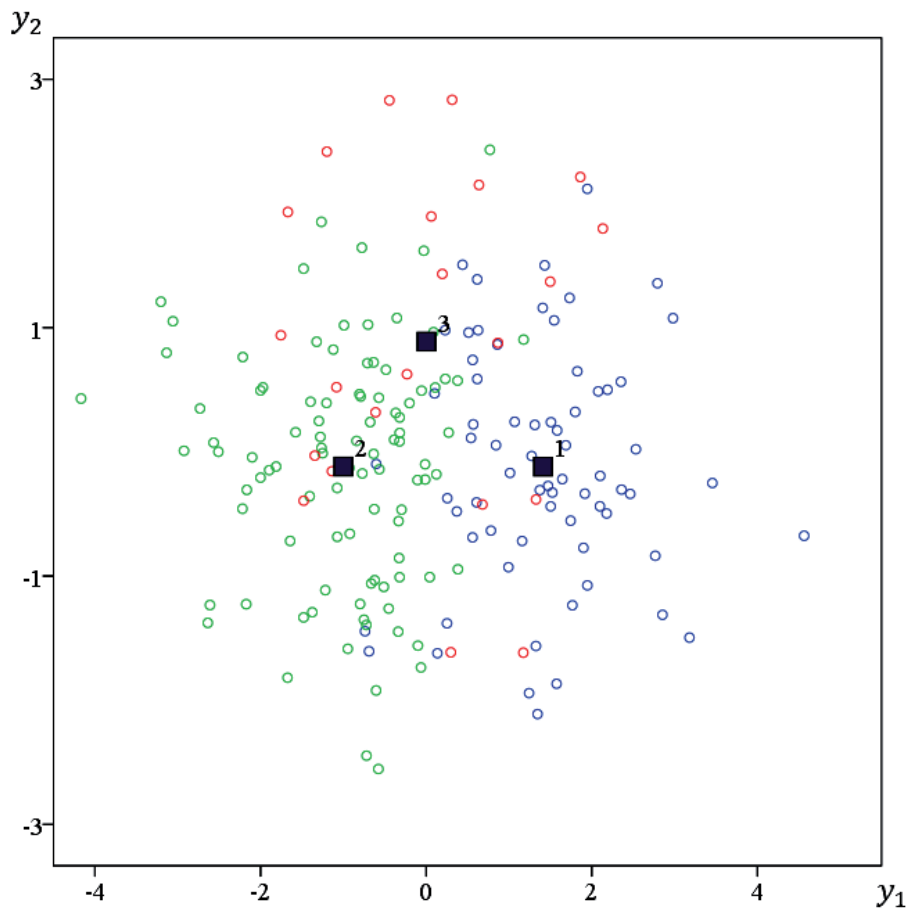
- распределение скважин в осях канонических дискриминантных функций позволяет наглядно увидеть область их рассеивания относительно центроидов каждой из групп;

- полученные геолого-статистические модели могут выступить в виде вектора направления для поиска оптимального подхода к вопросу прогнозирования эффективности ГРП в рамках разработки низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты.

В качестве объекта исследования выделим залежи средней юры одного из месторождений Шаимского нефтегазоносного района, более половины запасов которого сосредоточены в низкопроницаемых коллекторах пластов тюменской свиты  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$ , объединенных в единый эксплуатационный объект  $T$ . Основной объем добычи жидких углеводородов приходится на пласт  $T_2$  (64 %), оставшаяся часть – на пласты  $T_1$  (27 %) и  $T_3$  (9 %). Перспектива сохранения и увеличения текущего тренда добычи нефти лежит в области повсеместного вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов залежей  $T_1$  и  $T_3$  в большей мере и регулирования процесса отбора нефти из залежи  $T_2$  при помощи реализации различных геолого-технических мероприятий.

**Таблица 1. Комплекс параметров для проведения дискриминантного анализа по объекту исследования**  
**Table 1. Set of parameters for discriminant analysis on the object of study**

| Категория параметров | Параметры  | Минимальное значение | Максимальное значение | Абсолютное отклонение |
|----------------------|--|----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Техническая          | Масса проппанта $m$ , т                                  | 12                   | 49                    | 11,288                |
|                      | Удельная масса проппанта $m^*$ , т/м                     | 2                    | 10                    | 2,559                 |
|                      | Концентрация проппанта $x$ , кг/м <sup>3</sup>           | 978                  | 1205                  | 63,541                |
|                      | Темп закачки проппанта $t$ , м <sup>3</sup> /мин         | 1                    | 4                     | 1,101                 |
| Технологическая      | Накопленная добыча жидкости $\Sigma Q_{ж}$ , тыс. т/скв. | 9                    | 453,2                 | 129,265               |
|                      | Накопленная добыча нефти $\Sigma Q_{н}$ , тыс. т/скв.    | 7                    | 69                    | 17,516                |
|                      | Дебит жидкости до ГРП $Q_{ж}$ , т/сут                    | 3,6                  | 150                   | 41,998                |
|                      | Дебит нефти до ГРП $Q_{н}$ , т/сут                       | 1                    | 14                    | 3,978                 |
|                      | Обводненность до ГРП $W$ , %                             | 11                   | 98,4                  | 22,754                |
| Геологическая        | Эффективная толщина $h$ , м                              |                      |                       |                       |
|                      | Эффективная нефтенасыщенная толщина $h_{эф}$ , м         | 2                    | 12,7                  | 1,914                 |
|                      | Проницаемость $k$ , мкм <sup>2</sup>                     | 2                    | 6,7                   | 0,911                 |
|                      | Расчлененность $n$ , ед.                                 | 0,2                  | 273                   | 101,3                 |
|                      |  | 3                    | 21                    | 8                     |



**Рисунок 1. Распределение скважин с ГРП по критерию эффективности в осях канонических дискриминантных функций: объекты группы скважин: ■ – центроид группы; 1,2,3 – наименование группы скважин; ○ – с высокой эффективностью после ГРП; ○ – со средней эффективностью после ГРП; ○ – с низкой эффективностью после ГРП**

**Figure 1. Distribution of wells with hydraulic fracturing according to the efficiency criterion in the axes of canonical discriminant functions: ■ – the centroid of the group; 1,2,3 – name of the well group; ○ – with high efficiency after hydraulic fracturing; ○ – with average efficiency after hydraulic fracturing; ○ – with low efficiency after hydraulic fracturing**

Исходными данными для проведения моделирования выступила геолого-промысловая информация по более чем 150 операциям ГРП. База данных по исследуемому объекту включала в себя информацию геологического и технико-технологического характера, комплекс параметров для отражения которых выбирался с учетом следующих условий [6, 7]:

- широкое использование их при планировании и моделирование ГРП;
- простота определения на различных стадиях разработки месторождения [8];
- возможность регулирования ряда параметров на различных этапах проектирования операции;
- относительная представительность параметров, подтвержденная промысловыми исследованиями.

В табл. 1 представлены используемые параметры и их статистические показатели.

С учетом того что эффективность ГРП на скважинах месторождения различна в связи с неравномерной нефтенасыщенностью, перемежающейся расчлененностью и неоднородностью по проницаемости эксплуатационного объекта, включающего в себя три продуктивных

пласта, введем комплексный эмпирический критерий  $\ln \frac{Q_{\text{нефти до ГРП}}}{Q_{\text{нефти после ГРП}}} = z$ , характеризующий эффективность

ГРП, и проведем процедуру дифференциации и группирования скважин. Так, распределение их по заданному показателю происходит при следующих граничных значениях (рис. 1):

- для 1-й группы при  $z < -0,9$  (ГРП высокой эффективности);
- для 2-й группы при  $-0,9 \leq z \leq -0,5$  (ГРП средней эффективности);
- для 3-й группы при  $z > -0,5$  (ГРП низкой эффективности).

Процент верно сгруппированных скважин по эмпирическому критерию эффективности ГРП составил более 75 %. Исходя из результатов построения области рассевивания групп, можно выделить, что при планировании ГРП в условиях анализируемого месторождения или объекта-аналога установить приуроченность скважин к той или иной группе можно по полученным формулам канонических дискриминантных функций:

Таблица 2. Матрица планирования по геологическим параметрам объектов тюменской свиты  
Table 2. Planning matrix for geological parameters of objects of the Tyumen formation

| $N$ | $h$  | $h_{эф}$ | $k$ | $n$ | $\tilde{x}_0$ | $\tilde{x}_1$ | $\tilde{x}_2$ | $\tilde{x}_3$ | $\tilde{x}_4$ | $\tilde{x}_1\tilde{x}_2$ | $\tilde{x}_1\tilde{x}_3$ | $\tilde{x}_1\tilde{x}_4$ | $\tilde{x}_2\tilde{x}_3$ | $\tilde{x}_2\tilde{x}_4$ | $\tilde{x}_3\tilde{x}_4$ | $y$  |
|-----|------|----------|-----|-----|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|------|
| 1   | 2    | 2        | 0,2 | 3   | +1            | +1            | +1            | +1            | +1            | +1                       | +1                       | +1                       | +1                       | +1                       | +1                       | 3,1  |
| 2   | 12,7 | 2        | 0,2 | 3   | +1            | -1            | +1            | +1            | +1            | -1                       | -1                       | -1                       | +1                       | +1                       | +1                       | 2,4  |
| 3   | 2    | 6,7      | 0,2 | 3   | +1            | +1            | -1            | +1            | +1            | -1                       | +1                       | +1                       | -1                       | -1                       | +1                       | 5,3  |
| 4   | 12,7 | 6,7      | 0,2 | 3   | +1            | -1            | -1            | +1            | +1            | +1                       | +1                       | -1                       | -1                       | -1                       | +1                       | 0,47 |
| 5   | 2    | 2        | 273 | 3   | +1            | +1            | +1            | -1            | +1            | +1                       | -1                       | +1                       | -1                       | +1                       | -1                       | 20,4 |
| 6   | 12,7 | 2        | 273 | 3   | +1            | -1            | +1            | -1            | +1            | -1                       | -1                       | -1                       | -1                       | +1                       | -1                       | 5,3  |
| 7   | 2    | 6,7      | 273 | 3   | +1            | +1            | -1            | -1            | +1            | -1                       | -1                       | +1                       | +1                       | -1                       | -1                       | 11,2 |
| 8   | 12,7 | 6,7      | 273 | 3   | +1            | -1            | -1            | -1            | +1            | +1                       | -1                       | -1                       | +1                       | -1                       | -1                       | 0,99 |
| 9   | 2    | 2        | 0,2 | 21  | +1            | +1            | +1            | +1            | -1            | +1                       | +1                       | -1                       | +1                       | -1                       | -1                       | 0,27 |
| 10  | 12,7 | 2        | 0,2 | 21  | +1            | -1            | +1            | +1            | -1            | -1                       | -1                       | +1                       | +1                       | -1                       | -1                       | 7,3  |
| 11  | 2    | 6,7      | 0,2 | 21  | +1            | +1            | -1            | +1            | -1            | -1                       | +1                       | -1                       | -1                       | +1                       | -1                       | 1,4  |
| 12  | 12,7 | 6,7      | 0,2 | 21  | +1            | -1            | -1            | +1            | -1            | +1                       | -1                       | +1                       | -1                       | +1                       | -1                       | 3,2  |
| 13  | 2    | 2        | 273 | 21  | +1            | +1            | +1            | -1            | -1            | +1                       | -1                       | -1                       | -1                       | -1                       | +1                       | 2,9  |
| 14  | 12,7 | 2        | 273 | 21  | +1            | -1            | +1            | -1            | -1            | -1                       | +1                       | +1                       | -1                       | -1                       | +1                       | 0,2  |
| 15  | 2    | 6,7      | 273 | 21  | +1            | +1            | -1            | -1            | -1            | -1                       | -1                       | -1                       | +1                       | +1                       | +1                       | 4,4  |
| 16  | 12,7 | 6,7      | 273 | 21  | +1            | -1            | -1            | -1            | -1            | +1                       | +1                       | +1                       | +1                       | +1                       | +1                       | 3    |

$$\begin{aligned}
 y_1 &= -0,627 m - 0,087 m^* + 0,082 x - 0,555 t + \\
 &+ 0,653 \sum Q_{ж} - 0,385 \sum Q_{н} + 0,072 Q_{ж} + 0,096 Q_{н} + \quad (1) \\
 &+ 0,819 W + 0,072 h - 0,118 h_{эф} + 0,244 k - 0,112 n; \\
 y_2 &= 0,085 m + 0,046 m^* - 0,205 x + 0,264 t + \\
 &+ 0,413 \sum Q_{ж} - 0,109 \sum Q_{н} - 0,535 Q_{ж} - 0,491 Q_{н} + \quad (2) \\
 &+ 0,002 W + 0,041 h + 0,084 h_{эф} + 0,150 k + 0,450 n.
 \end{aligned}$$

Это позволит заметно упростить процедуру обработки данных в условиях различной по плотности геолого-промышленной информации и в евклидовом пространстве оценить близость объекта к тому или иному центроиду [9, 10].

После сопоставления результатов группирования скважин по критерию эффективности с данными интерпретации проведенных геофизических исследований после ГРП на выделенных участках по скважинам наблюдаются определенные закономерности, указывающие на достаточно высокую степень достоверности полученных результатов. Зона, в которой расположены скважины первой группы, характеризуется преобладанием притока  $p$ , приходящегося на пласты  $T_2$  и  $T_1 + T_2$  с лучшими фильтрационно-емкостными характеристиками, причем

$$p_{T_2} > p_{T_1 + T_2} \quad (3)$$

где  $p_{T_2}$  – доля притока, которая приходится на пласт  $T_2$ ;  $p_{T_1 + T_2}$  – доля притока при совместной эксплуатации пластов  $T_1$  и  $T_2$ .

Для зоны, сформированной второй группой, наиболее вовлеченными в процесс эксплуатации являются пласты  $T_1$  и  $T_1 + T_2 + T_3$  с учетом того, что:

$$p_{T_1} < p_{T_1 + T_2 + T_3} \quad (4)$$

где  $p_{T_1}$  – доля притока, которая приходится на пласт  $T_1$ ;  $p_{T_1 + T_2 + T_3}$  – доля притока при совместной эксплуатации пластов  $T_1, T_2, T_3$ .

Для третьей зоны основная доля притока характерна для пласта  $T_3$  с худшими коллекторскими параметрами, что подтверждается относительно невысоким приростом дебитов после воздействия.

Представленные зависимости (3–4) подтверждаются еще и тем, что в осях канонических дискриминантных функций для каждой из групп характерна миграция той или иной скважины, т. е., например, отнесение ее к категории высокой продуктивности при незначительных промысловых реальных результатах. Это обусловлено неоднородностью и неравновесностью исходных данных, в частности, по ряду геологических критериев, в результате чего образуется зона неопределенности для каждой из групп объектов при использовании математического аппарата. Для решения задачи совершенствования научно-методических подходов к вопросу группирования скважин по различным критериям введем параметр опти-



мизации  $y$ , который позволит существенно снизить риск принятия управленческих решений путем повышения количественно-качественной характеристики модели на основе различных статистических инструментов [11]. В качестве одного из них используем теорию полного факторного эксперимента. Конечным результатом исследования выступит линейная математическая модель уравнения регрессии с взаимодействием на основе четырех параметров, причем для расчетов они будут представлены в виде интервала их варьирования в силу невозможности объективной и реальной оценки рассматриваемых показателей из-за ряда особенностей объекта исследования [12]:

- незначительной накопленной базы данных по проведенным промысловым исследованиям;
- высокого уровня зашумленности данных;
- значительного уровня корреляции между собой геолого-промысловых параметров;
- невозможности использования разнородной информации для принятия качественных управленческих решений.

#### Результаты

Матрица планирования первого порядка представлена в табл. 2 и состоит из четырех факторов при количестве элементов  $N = 16$ . Помимо перечня геологических параметров представлены также значения, используемые в кодированной системе координат  $\tilde{x}_i$ . В качестве параметров оптимизации  $y_i$  для шестнадцати элементов использованы значения четырех рассматриваемых параметров, которые в рамках проведения ДА были отнесены к другим группам (рис. 1).

С учетом того, что требования для матрицы плана соблюдены, получим

$$b_{ij} = \frac{\sum (\tilde{x}_i \tilde{x}_j) y_N}{N}, \quad (5)$$

где  $b_{ij}$  – коэффициент регрессии того или иного значения в кодированной системе координат;  $y_N$  – параметр оптимизации, соответствующий одному из элементов  $N$  (табл. 2);  $N$  – количество элементов матрицы, и рассчитаем коэффициенты регрессии по формуле (5) [13].

Полученное уравнение линейной модели с взаимодействием в кодированной системе координат преобразуем в натуральную при помощи формулы (6):

$$x_j^0 = \frac{x_{j \max} x_{j \min}}{2}, \quad (6)$$

где  $x_j^0$  – значение нулевого уровня для  $j$ -го параметра (столбцы 2–5, табл. 2);  $x_{j \min}$ ,  $x_{j \max}$  – максимальное и минимальные значения  $j$ -го параметра, и формулы (7):

$$\Delta \tilde{x}_j = \frac{x_{j \max} x_{j \min}}{2}, \quad (7)$$

где  $\Delta \tilde{x}_j$  – значение для  $j$ -го параметра в кодированной системе координат.

С использованием исходных формул вычислим математическую модель линейного уравнения с взаимодействием для комплекса геологических параметров по объектам Шаимского нефтегазоносного района:

$$y = 1363 - 5,66 h + 1,098 h_{\text{эф}} - 2,031 k - 0,09 n + 61 h h_{\text{эф}} - 0,544 h k + 1,1 h n - 0,01 h_{\text{эф}} k + 0,113 h_{\text{эф}} n + 0,99 k n. \quad (8)$$

Использование модели (8) позволяет как существенно снизить уровень неопределенности при планировании ГРП в коллекторах тюменской свиты, так и эффективно осуществлять контроль и регулирование процессов вовлечения в разработку зон с наиболее благоприятными геологическими параметрами.

#### Выводы

В результате обработки данных более чем 150 операций ГРП на одном из месторождений Шаимского нефтегазоносного района получены следующие выводы:

- группирование скважин по предложенному критерию эффективности на основе комплекса геологических и технико-технологических параметров позволяет косвенно идентифицировать зоны с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, что на определенном уровне достоверности подтверждается результатами геофизических исследований скважин [14, 15];
  - использование полученных в ходе ДА уравнений КДФ (1–2) способствует достаточно эффективному поиску объектов-аналогов в ходе подготовки и моделирования процессов ГРП;
  - применение полученной линейной модели с взаимодействием на основе ряда геологических параметров оптимизирует алгоритмы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами в условиях недостаточной по плотности и количественно-качественному соотношению геолого-промысловой информации.
- Представленный в работе системный подход к обработке промысловых данных с использованием математического аппарата может быть успешно применен в рамках решения задач проактивного управления ресурсами жидких углеводородов.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Мухаметшин В. В., Кулешова Л. С. О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 5. С. 140–146. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/5/2644>
2. Yakupov R. F., Mukhametshin V. Sh., Tyncherov K. T. Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir // Periódico Tchê Química. 2018. Vol. 15. Iss. 30. P. 725–733. <https://doi.org/10.52571/PTQ.v15.n30.2018.725>
3. 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/OGP2022S1100642>
4. Мухаметшин В. В., Андреев В. Е. Повышение эффективности оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329. № 8. С. 30–36.
5. Kozikhin R. A., Daminov A. M., Fattakhov I. G., Kuleshova L. S., Gabbasov A. Kh. Identifying the efficiency factors on the basis of evaluation of acidizing of carbonate reservoirs // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2018. Vol. 194. No. 6. Article number 062013. P. 1–6. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/194/6/062013>

6. Xie X., Lu H., Deng H., Yang H., Teng B., Li H. A. Characterization of unique natural gas flow in fracture-vuggy carbonate reservoir: A case study on Dengying carbonate reservoir in China // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 182 (02). Article number 106243. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106243>
7. Li Z., Zhong Z., Cao X., Hou B., Li L. Robustness analysis of shield tunnels in non-uniformly settled strata based on fuzzy set theory // Computers and Geotechnics. 2023. Vol. 162. Article number 105670. <https://doi.org/10.1016/j.compgeo.2023.105670>
8. Евсюткин И. В., Марков Н. Г. Глубокие искусственные нейронные сети для прогноза значений дебитов добывающих скважин // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 11. С. 88–95. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/11/2888>
9. Zhu Z., Liu Z., Mi F., Sang S. Reservoir pressure prediction using time-lapse seismic multi-attribute analysis // SEG Technical Program Expanded Abstracts. 2013. P. 5036–5040. <https://doi.org/10.1190/segam2013-1436.1>
10. Wen X., Yang J., Geng S., Li K. Study on new method for evaluating reservoir formation pressure by wellhead pressure // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2019. Vol. 384. Article number 012037. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/384/1/012037>
11. Yu T., Li B., Lei Z., An X., Wang W., Jiao J., Hou J., Bo X. Economic analysis and risk management in development of tight-low permeability reservoir // SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition (Bali, Indonesia, October 29–31, 2019). <https://doi.org/10.2118/196345-MS>
12. Sorin A. G., Popescu C. Quantifying economic uncertainties and risks in the oil and gas industry // Recent Applications of Financial Risk Modelling and Portfolio Management. 2021. Ch. 8. P. 154–184. <https://doi.org/10.4018/978-1-7998-5083-0.ch008>
13. Malyarenko A. M., Bogdan V. A., Blinov S. A., Kotenev Yu. A., Mukhametshin V. Sh., Kotenev M. Yu. Improving the reliability of determining physical properties of heterogeneous clay reservoir rocks using a set of techniques // Journal of Physics: Conference Series (IPDME-2020 – International Conference on Innovations, Physical Studies and Digitalization in Mining Engineering). 2021. Vol. 1753. P. 1–12. Article number 012074. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1753/1/012074>
14. Мухаметшин В. В. Повышение эффективности управления разработкой залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на основе дифференциации и группирования // Геология и геофизика. 2021. Т. 62. № 12. С. 1672–1685. <https://doi.org/10.15372/GiG2021102>
15. 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>

*Статья поступила в редакцию 24 ноября 2023 года*

# Risk reduction in the development of hard-to-recover liquid hydrocarbon reserves using a comprehensive analysis of geological and field data

Ruslan Al'bertovich GILYAZETDINOV\*

Lyubov Sergeevna KULESHOVA\*\*

Vyacheslav Sharifullovich MUKHAMETSHIN\*\*

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 need to implement an integrated approach to the process of involving in the development of residual oil reserves concentrated in low-permeability and heterogeneous reservoirs of the Tyumen suite, by taking into account the results of applied analysis of geological and field data using mathematical analysis methods. In particular, differentiation and grouping of wells according to efficiency criteria within the framework of introducing a number of geological and technical-technological indicators makes it possible to establish certain patterns of changes in the filtration and capacitance characteristics of zones, which can subsequently be used in the formation of an optimal strategy for influencing oil-saturated areas of the deposit.

**The purpose of the study** is to reduce the level of uncertainty when modeling the design of hydraulic fracturing in the conditions of developing promising deposits of the Shaim oil and gas region, characterized by a complex geological structure.

**Research methods.** Pattern recognition methods, discriminant analysis, theory of a full factorial experiment.

**Results and Conclusions.** During the analysis, equations of canonical discriminant functions were obtained, which make it possible to significantly reduce the risks of making ineffective management decisions in conditions of heterogeneity and disequilibrium of geological and field information. Using the theory of a full factorial experiment, a general linear model was obtained that connects a number of presented geological indicators with each other and specifies the degree of their influence on the emergence of nonlinear reservoir systems, which is an essential aspect in the implementation of proactive regulation of the processes of extraction of residual oil reserves. Conclusions are drawn about the possibility of synthesizing the research results and the existing scientific and methodological foundations for the formation of an advanced and competence-based approach to the development of hard-to-recover reserves as part of the management of energy resources of subsoil users.

**Keywords:** Tyumen suite, geological complexes heterogeneous in structure and pore space, differentiation and grouping of wells, geological and statistical modeling, hydraulic fracturing, development of hard-to-recover reserves.

## REFERENCES

1. Mukhametshin V. V., Kuleshova L. S. 2020, On reducing the level of uncertainty in the management of flooding of deposits with hard-to-recover reserves. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov* [Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering], vol. 331, no. 5, pp. 140–146. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/5/2644>
2. Yakupov R. F., Mukhametshin V. Sh., Tyncherov K. T. 2018, Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periódico Tchê Química*, vol. 15, issue 30, pp. 725–733. <https://doi.org/10.52571/PTQ.v15.n30.2018.725>
3. 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 1, pp. 27–37. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI100642>
4. Mukhametshin V. V., Andreev V. E. 2018, Improving the efficiency of evaluating the effectiveness of technologies aimed at expanding the use of the resource base of deposits with hard-to-recover reserves. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov* [Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering], vol. 329, no. 8, pp. 30–36.
5. Kozikhin R. A., Daminov A. M., Fattakhov I. G., Kuleshova L. S., Gabbasov A. Kh. 2018, Identifying the efficiency factors on the basis of evaluation of acidizing of carbonate reservoirs. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, vol. 194, no. 6, article number 062013. P. 1–6. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/194/6/062013>
6. Xie X., Lu H., Deng H., Yang H., Teng B., Li H. A. 2019, Characterization of unique natural gas flow in fracture-vuggy carbonate reservoir: A case study on Dengying carbonate reservoir in China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 182 (02), article number 106243. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106243>
7. Li Z., Zhong Z., Cao X., Hou B., Li L. 2023, Robustness analysis of shield tunnels in non-uniformly settled strata based on fuzzy set theory. *Computers and Geotechnics*, vol. 162, article number 105670. <https://doi.org/10.1016/j.compgeo.2023.105670>

\*gilyazetdinov\_2023@mail.ru

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

\*\*vsh@of.ugntu.ru

8. Evsyutkin I. V., Markov N. G. 2020, Deep artificial neural networks for forecasting the production well flow rates. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov* [Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering], vol. 331, no. 11, pp. 88–95. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/11/2888>
9. Zhu Z., Liu Z., Mi F., Sang S. 2013, Reservoir pressure prediction using time-lapse seismic multi-attribute analysis. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, pp. 5036–5040. <https://doi.org/10.1190/segam2013-1436.1>
10. Wen X., Yang J., Geng S., Li K. Study on new method for evaluating reservoir formation pressure by wellhead pressure. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, vol. 384, article number 012037. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/384/1/012037>
11. Yu T., Li B., Lei Z., An X., Wang W., Jiao J., Hou J., Bo X. 2019, Economic analysis and risk management in development of tight-low permeability reservoir. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition (Bali, Indonesia, October 29–31, 2019)*. <https://doi.org/10.2118/196345-MS>
12. Sorin A. G., Popescu C. 2021, Quantifying economic uncertainties and risks in the oil and gas industry. *Recent Applications of Financial Risk Modelling and Portfolio Management*, ch. 8, pp. 154–184. <https://doi.org/10.4018/978-1-7998-5083-0.ch008>
13. Malyarenko A. M., Bogdan V. A., Blinov S. A., Kotenev Yu. A., Mukhametshin V. Sh., Kotenev M. Yu. 2021, Improving the reliability of determining physical properties of heterogeneous clay reservoir rocks using a set of techniques. *Journal of Physics: Conference Series (IPDME-2020 – International Conference on Innovations, Physical Studies and Digitalization in Mining Engineering)*, vol. 1753, pp. 1–12, article number 012074. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1753/1/012074>
14. Mukhametshin V. V. 2021, Improving the efficiency of managing the development of deposits of the West Siberian oil and gas province on the basis of differentiation and grouping. *Geologiya i geofizika* [Geology and geophysics], vol. 62, no. 12, pp. 1672–1685. <https://doi.org/10.15372/GiG2021102>
15. Mukhametshin V. Sh., Khakimzyanov I. N. 2021, Features of grouping of low-productive oil deposits in carbonate reservoirs for rational use of resources within the Ural-Volga region. *Journal of Mining Institute*, vol. 252, pp. 896–907. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.6.11>

The article was received on November 24, 2023