

УДК 622.276:519.816

DOI: 10.46698/VNC.2026.25.10.001

Оригинальная статья

Алгоритм выбора скважин-кандидатов для зарезки боковых стволов в условиях неопределенности геолого-промысловой информации

В.Ш. Мухаметшин¹, Р.А. Гилязетдинов¹, Д.С. Садуакасов²,
А.Б. Бакиева³

¹ Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а;

² Университет Есенова, Республика Казахстан, 130000, г. Актау, e-mail: danabek1974@mail.ru;

³ Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», Республика Казахстан, 130000, г. Актау

Статья поступила: 29.12.2025, доработана: 17.04.2026, принята к публикации: 20.04.2026

Резюме: Актуальность работы. Работа посвящена разработке алгоритма выбора скважин-кандидатов для зарезки боковых стволов в условиях неопределённости геолого-промысловой информации. Недостаток релевантных методик выбора скважин при длительной разработке карбонатных коллекторов турнейского яруса Волго-Уральской нефтегазоносной провинции снижает эффективность управленческих решений и геолого-технических мероприятий. **Цель исследования.** Создание алгоритма подбора скважин-кандидатов для эффективной реализации зарезки боковых стволов на основе комплексного анализа геолого-технологических показателей. **Методы исследования.** Объектом исследования являются залежи карбонатных коллекторов турнейского яруса. Скважины были разделены в зависимости от значения продуктивности для выявления скрытых закономерностей. Использованы методы распознавания образов, статистические тесты и последовательная процедура Вальда для построения зависимостей геолого-технологических показателей от показателя частоты. **Результаты.** Построены зависимости изменения параметров для различных групп скважин, разработан алгоритм оценки информативности критериев и прогнозные модели эффективности зарезки боковых стволов, основанные на взаимосвязи прироста дебита нефти с набором показателей. Показана возможность применения алгоритма для оптимизации процессов добычи нефти и повышения эффективности зарезки боковых стволов.

Ключевые слова: зарезка боковых стволов, методы распознавания образов, залежи карбонатных коллекторов турнейского яруса, процедура Вальда, геолого-статистическое моделирование, коэффициент продуктивности, информативность геолого-промысловых параметров.

Для цитирования: Мухаметшин В.Ш., Гилязетдинов Р.А., Садуакасов Д.С., Бакиева А.Б. Алгоритм выбора скважин-кандидатов для зарезки боковых стволов в условиях неопределенности геолого-промысловой информации. *Геология и геофизика Юга России*. 2026. 16(2): 160–172. DOI: 10.46698/VNC.2026.25.10.001

DOI: 10.46698/VNC.2026.25.10.001

Original paper

Algorithm for selecting candidate wells for sidetracking under conditions of uncertain geological and field data

V.Sh. Mukhametshin¹, R.A. Gilyazetdinov¹, D.S. Saduakassov²,
A.B. Bakiyeva³

¹ Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University (Oktyabrsky Branch),
54a Devonskaya Str., Oktyabrsky 452607, Russian Federation;

² Yesenov University, Aktau 130000, Republic of Kazakhstan,
e-mail: danabek1974@mail.ru;

³ Branch of KMG Engineering LLP “KazNIPImunaigas”, Aktau 130000,
Republic of Kazakhstan

Received: 29.12.2025, revised: 17.04.2026, accepted: 20.04.2026

Abstract: Relevance. The work is devoted to the development of an algorithm for selecting candidate wells for sidetracking in conditions of uncertainty of geological and field information. The lack of relevant well selection methods during long-term development of Tournaisian carbonate reservoirs of the Volga-Ural oil and gas province reduces the effectiveness of management decisions and geological and technical measures. **Aim.** To develop an algorithm for selecting candidate wells for the effective implementation of sidetracking based on a comprehensive analysis of geological and technological indicators. **Methods.** The object of the study is the deposits of carbonate reservoirs of the Tournaisian stage. The wells were divided based on the productivity value to identify hidden patterns. **Results.** Parameter change dependencies were constructed for various well groups, and an algorithm for assessing the information content of criteria and predictive models for sidetracking efficiency were developed, based on the relationship between oil flow rate increment and a set of indicators. The potential of the algorithm for optimizing oil production processes and increasing the efficiency of sidetracking is demonstrated.

Keywords: sidetracking, pattern recognition methods, Tournaisian carbonate reservoirs, Wald procedure, geological-statistical modeling, productivity index, information content of geological and production parameters.

For citation: Mukhametshin V.Sh., Gilyazetdinov R.A., Saduakassov D.S., Bakiyeva A.B. Algorithm for selecting candidate wells for sidetracking under conditions of uncertain geological and field data. *Geologiya i Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South*. (in Russ.). 2026. 16(2): 160–172. DOI: 10.46698/VNC.2026.25.10.001

Введение

На текущий момент одной из ключевых проблем недропользователей является необходимость повышения эффективности вовлечения в процесс дренирования остаточных запасов нефти, сосредоточенных в сложных горно-геологических условиях залегания продуктивных пластов [Ibatullin et al., 2012; Зайцев, Распопов, 2020; Кулешова и др., 2025; Oryngozhin et al., 2012; Гилязетдинов и др., 2024]. Среди широкого разнообразия используемых методов увеличения нефтеотдачи наибольшее распространение получила технология резки боковых стволов (ЗБС). Сущность данного мероприятия сводится к созданию в «материнском стволе» дополнительного вертикального или горизонтального ствола, при помощи которого происходит вскрытие ранее незатронутой части продуктивного пласта, что позволяет увеличить площадь зоны дренирования, уплотнить текущую сетку скважин и создать необхо-

димые условия для организации результативной закачки воды за счет перераспределения агента в поровом пространстве. Обзор работ, посвященных опыту проведения ЗБС на месторождениях крупных нефтегазоносных провинций, показывает следующее: надежный подбор скважин-кандидатов осложнен отсутствием научно-методических инструментов для обработки геолого-промысловой информации, в частности, не установлен комплекс параметров, оказывающий наибольшее влияние на технологические показатели эксплуатации объектов [Yusuf et al., 2025; Belhaj et al., 2020; Gbadamosi et al., 2019; Valeev et al., 2019; Gilyazetdinov et al., 2024]. Наличие данных сведений является основой эффективного и обоснованного строительства боковых стволов и позволяет сказать о возможности рентабельного доизвлечения остаточных запасов нефти без необходимости использования значительного объема материально-технических ресурсов.

Помимо этого, существующие подходы к оценке коэффициента продуктивности добывающих скважин во многом сосредоточены на использовании базовых зависимостей, часто не отражающих реальную динамику изменения данного показателя во времени [Belhaj et al., 2021; Negin et al., 2017; Мухаметшин, Кулешова, 2023; Madani et al., 2019]. Наличие бокового ствола в скважине оказывает влияние на границы дренирования запасов нефти, что при моделировании технологических процессов без соответствующих научно-методических основ приводит к возникновению различного рода неопределённостей.

В условиях разработки залежей карбонатных коллекторов достоверное определение возможности зарезки боковых стволов позволяет решать ряд задач, связанных с повышением эффективности освоения запасов нефти [Chen et al., 2025; Мухаметшин и др., 2024; Qu et al., 2024; Saduakasov et al., 2025]. Как показывают результаты сравнительной интерпретации динамики выхода скважин на режим, как с боковыми стволами, так и без них, в различных геолого-технологических условиях разработки залежей, изменение коэффициента продуктивности зависит от широкого перечня факторов, учёт которых осуществляется лишь по косвенным промысловым данным [Salem et al., 2024; Bayamirova et al., 2025; Баталов и др., 2022; Meshalkin et al., 2025; Ye et al., 2025; Мударисова, Лукьянова, 2025].

Помимо этого, ключевой проблемой эффективной реализации зарезки боковых стволов является обоснованный выбор скважин-кандидатов, который в современных условиях осуществляется при помощи различных подходов. Широкое распространение получили, например, методы распознавания образов [Гилиязетдинов и др., 2023; Du et al., 2024], базирующиеся на поисках скрытых закономерностей между параметрами и позволяющие использовать лучшие практики разработки нефтяных месторождений. Несмотря на наличие в достаточном объеме геолого-промысловых данных, подбор скважин-кандидатов для осуществления зарезки боковых стволов во многом сводится к интегральной оценке объема остаточных запасов нефти и расчетам рентабельности их освоения [Ogbu et al., 2024; Abdullayeva, Imamverdiyev, 2019; Ахметов и др., 2022]. При этом формируемое в результате интерпретации данных представление о потенциальном коэффициенте продуктивности зачастую базируется на верхнеуровневой оценке [Ning et al., 2022; Хузин и др., 2021; Tadjer et al., 2021], что не всегда соответствует фактическим показателям работы скважин. Исходя из этого, вопрос создания алгоритма подбора потенциальных скважин-кандидатов для осуществления зарезки боковых стволов является актуальной задачей рационального использования запасов жидких углеводородов.

Материалы и методы

Объектом исследования выступают длительно разрабатываемые залежи карбонатных коллекторов турнейского яруса, информация по которым получена в ходе

обобщения данных эксплуатации более чем 1000 скважин различного назначения. На начальном этапе произведено разделение скважин на две группы в зависимости от наличия или отсутствия бокового ствола. При этом рассматривались те скважины, которые эксплуатируются не менее 12 месяцев с момента осуществления ЗБС, с учетом времени их выхода на режим (ВНР). В таблице 1 представлено распределение скважин по группам в зависимости от средних значений параметров месячной добычи нефти и времени ВНР.

Таблица 1 / Table 1

**Сводный верхнеуровневый анализ исходных данных /
Summary high-level analysis of the source data**

Номер группы / Доля от общего объема выборки / Group ID / Proportion of total sample	Среднее значение годовой добычи нефти, т/год / Average value of annual oil production, t/year	Среднее значение времени выхода на режим, сут. / Average value of time to reach stable production, days
Скважины без бокового ствола/ Wells without sidetrack		
1 / 11,5 %	4470	84
2/ 5,5 %	2098	67
3/27 %	7012	174
4/41 %	7911	122
5/15 %	6784	104
Скважины с боковым стволом/ Wells with sidetrack		
1 / 10,5 %	9265	211
2/50 %	9876	189
3/39,5 %	9467	135

Отметим, что для скважин с боковым стволом установлено наибольшее время выхода скважин на режим, и это может быть обусловлено значительной кольтатацией призабойной зоны пласта продуктами бурения и освоения, в результате чего происходит закупоривание фильтрационных каналов. Еще одной закономерностью для данной группы объектов является наличие обратной зависимости между временем ВНР и продуктивностью, в то время как по скважинам без бокового ствола данный тренд не подтверждается. На следующем этапе внутри каждой из двух групп произведено дополнительное разделение объектов по тектонико-стратиграфическому критерию с использованием дискриминантного анализа по комплексу геолого-промысловых параметров, характеризующих условия залегания пластов, фильтрационно-емкостные свойства и физико-химические характеристики добываемой продукции. Наибольший процент верно сгруппированных объектов установлен для скважин с боковыми стволами и составляет 94,3 % (6 групп), при наименьшем значении данного показателя – 84,5 % по другой группе скважин (6 групп). Сравнение полученных результатов с ранее проведенным разделением скважин на группы по одному из базовых критериев демонстрирует релевантность использования дискриминантного анализа в решении задач классификации и поиска скрытых закономерностей.

Для реализации алгоритма подбора скважин-кандидатов под зарезку боковых стволов воспользуемся последовательной процедурой Вальда – одним из распротраненных статистических тестов, позволяющим по мере обновления информации проводить наблюдение за трендом изменения уровня значимости показателей. За счет ранее проведенного распределения скважин на группы (в зависимости от наличия или отсутствия дополнительного ствола) представляется возможным оценить начальные геолого-технологические условия эксплуатации до реализации ЗБС. В качестве переменных, оказывающих влияние на продуктивность бокового ствола, рассмотрим следующие параметры:

- $K_{прод}$ – средний коэффициент продуктивности до момента проведения ЗБС, т/сут. МПа;
 $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;
 $H_э$ – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;
 H_1 – общая толщина пласта, м;
 $H_{зал}$ – глубина залегания пласта, м;
 K_H – коэффициент нефтенасыщенности;
 $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм²;
 m – пористость горных пород, доли ед.;
 μ_1 – вязкость пластовой нефти, мПа·с;
 ρ_1 – плотность пластовой нефти, кг/м³;
 μ_2 – вязкость пластовой воды, мПа·с;
 ρ_2 – плотность пластовой воды, кг/м³;
 W_1 – обводненность продукции скважин до момента проведения ЗБС, доли ед.;
 Q_1 – максимальный дебит нефти скважины до момента проведения ЗБС, т/сут.;
 Q_2 – дебит нефти скважины на момент проведения ЗБС, т;
 Q_3 – накопленная добыча нефти на момент проведения ЗБС, тыс.т.

На рисунке 1 представлен пример распределения скважин в зависимости от значений четырех геолого-технологических параметров. По остальным показателям построены аналогичные универсальные модели.

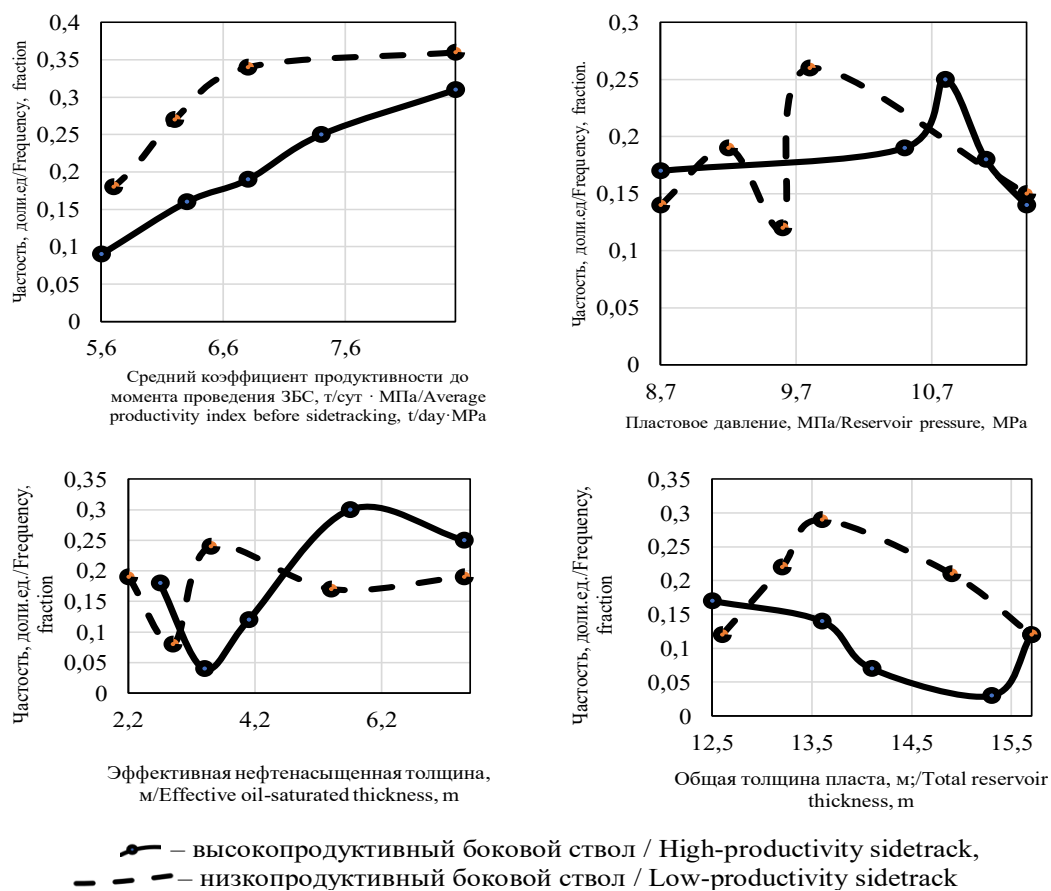


Рис. 1. Распределение скважин в зависимости от изменения значений геолого-технологических показателей /

Fig. 1. Well distribution as a function of changes in geological and technological parameters

Области изменения различных параметров были автоматически выделены на основе расчета показателя частоты. Интерпретация данных подчеркивает нелинейный тренд изменения при высокой дисперсии, что необходимо учитывать при реализации процессов моделирования. Исходя из полученных результатов, отметим, что между исходными параметрами прослеживается в целом неоднородная связь, которая еще раз подтверждает наличие высокого уровня неопределенности, возникающего при интерпретации данных моделирования. Максимальная эффективность зарезки боковых стволов установлена по всем группам объектов при следующих верхнеуровневых критериях: наличие эффективной нефтенасыщенной толщины не менее 5,7 м при общей толщине пласта в пределах от 12,5 до 13,9 м и накопленной добыче нефти не менее 75 тыс. т. В рамках текущих геолого-технологических условий разработки объектов более 85 % скважин от общего числа являются потенциальными кандидатами для реализации данного вида технологической операции, что не является релевантным результатом, поэтому с использованием известных статистических подходов введем понятие «информативность критерия ($I(x_j^i)$)», которое определяется по формуле (1), и проведем его расчет для каждого из 16 параметров:

$$I(x_j^i) = D(x_j^i) \cdot \frac{1}{2} [P(x_j^i/A) - P(x_j^i/B)], \quad (1)$$

где $D(x_j^i)$ – диагностический коэффициент признака j , изменяющийся в пределах интервала i и определяемый как отношение десятичного логарифма частоты группы скважин с высокопродуктивным боковым стволом ($P(x_j^i/A)$) к частоте группы скважин с низкопродуктивным боковым стволом ($P(x_j^i/B)$).

Результаты работы

В таблице 2 отражены наиболее информативные критерии для шести групп скважин с боковыми стволами, выделенных в результате проведения дискриминантного анализа. Граничное значение $I(x_j^i)$, при котором критерий считается информативным, составляет 0,5 и получено в результате обобщения данных моделирования, в том числе проведенного в различных тектонико-стратиграфических условиях разработки залежей.

Таблица 2 / Table 2

Информативность параметров для групп скважин с боковым стволом / Parameter informativeness for groups of wells with sidetrack

Номер группы / Group number	Параметры/ Parameters	Информативность параметра/ Informative value of the parameter
1	$K_{\text{прод}}/K_{\text{prod}}$	1,57
	$K_{\text{н}}/K_{\text{o}}$	2,03
	m	0,81
	W_1	1,45
	Q_2	0,77
	Q_3	0,94

2	K_{npod} / K_{prod}	0,57
	$P_{пл} / P_{res}$	2,22
	$H_{зал} / H_{res}$	0,74
	K_{np} / K_{perm}	1,6
	μ_1	2,34
	Q_1	0,55
3	H_3 / H_{eff}	1,5
	$H_{зал} / H_{res}$	1,93
	$K_H K_H / K_o$	0,77
	μ_2	1,06
	Q_1	1,25
	Q_3	1,74
4	K_{npod} / K_{prod}	1,65
	$P_{пл} / P_{res}$	2,09
	H_3 / H_{eff}	2,17
	H_1	0,86
	K_{np} / K_{perm}	0,54
	μ_1	1,22
5	$P_{пл} / P_{res}$	1,35
	H_1	1,06
	$H_{зал} / H_{res}$	2,04
	K_{npod} / K_{prod}	1,99
	m	2,87
	W_1	0,73
	Q_2	1,4

6	H_z / H_{eff}	1,3
	$H_{\text{зал}} / H_{\text{res}}$	2,4
	$K_{\text{прод}} / K_{\text{prod}}$	0,53
	μ_1	0,90
	ρ_1	0,88
	Q_3	2,31

Для каждой группы объектов определен перечень информативных параметров, которые оказывают в той или иной мере влияние на эффективность зарезки боковых стволов. По скважинам первой группы результативность ЗБС в большей степени зависит от коэффициента продуктивности, нефтенасыщенности и обводненности, а в меньшей – от текущего дебита нефти. Несмотря на повышенные значения вязкости добываемой продукции, которые характерны для объектов турнейского яруса, в пластовых условиях не происходит интенсивного выпадения и насыщения пористой среды асфальтенами и смолами, на что указывает минимальное время выхода скважин на максимальный оптимальный дебит после освоения. Иной тренд идентифицирован по скважинам второй группы, где наибольшее влияние оказывают вязкость нефти и пластовое давление при минимально допустимом значении информативности для коэффициента продуктивности. Наличие естественной трещиноватости в данном случае оказывает большее влияние на результативность зарезки боковых стволов по сравнению с четвертой группой скважин, где коэффициент проницаемости обладает минимальной информативностью, равной 0,54. Третья группа скважин характеризуется отсутствием коэффициента продуктивности в рассматриваемом наборе критериев, что может быть обусловлено особенностями распределения нефтенасыщенных пропластков в общей толщине пласта. На это также указывают высокие значения информативности глубины залегания залежи, эффективной нефтенасыщенной толщины и показателя накопленной добычи нефти. Влияние фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на эффективность зарезки боковых стволов в данном случае минимально, так как объекты данной группы характеризуются благоприятными геолого-технологическими условиями залегания продуктивных пластов, которые выражены в виде отсутствия послойной неоднородности и невязанных трещин. По объектам пятой и шестой групп также прослеживается отсутствие коэффициента продуктивности в качестве информативного критерия, при этом значительно различается по количественным характеристикам набор параметров, которые влияют на эффективность ЗБС. Так, для пятой группы объектов установлено, что низкие коллекторские свойства пластов являются первостепенной причиной низкой выработки запасов нефти и обуславливают наличие остаточных ресурсов, освоение которых возможно при помощи проводки дополнительного ствола. Вероятность получения дополнительной добычи нефти в данном случае зависит и от толщины пласта, но опыт разработки залежей рассматриваемых тектонико-стратиграфических элементов демонстрирует отсутствие явной взаимосвязи данного параметра с показателем продуктивности. По шестой группе объектов информативность вязкости и плотности нефти выше по сравнению с коэффициентом проницаемости, что объясняется кольматацией призабойной зоны в результате интенсивного отбора запасов высоковязкой нефти при

пониженных давлениях в зоне дренажа. На это также указывает превалирующая информативность параметра накопленной добычи нефти.

В целях возможности оперативной оценки эффективности зарезки боковых стволов получены модели для ретроспективной оценки результативности реализации данной технологии, где в качестве функции выступает величина абсолютного прироста дебита нефти, рассчитываемая по формуле:

$$q = q_2 - q_1, \quad (2)$$

где q_2 — накопленный объем добычи нефти за 12 месяцев эксплуатации скважины с боковым стволом;

q_1 — накопленный объем добычи нефти за 12 месяцев эксплуатации скважины без бокового ствола, определяемый по базовым зависимостям или кривым Арпса.

Аргументами в моделях прогнозирования являются наиболее информативные параметры, установленные ранее. Исходя из этого, по полученным зависимостям можно не только определять интервалы изменения параметров, при которых эффективность зарезки боковых стволов будет максимальна, но и надежно идентифицировать их направления влияния на величину абсолютного прироста дебита нефти. Модели, полученные для шести групп объектов, имеют следующий вид (3)–(8):

- по объектам первой группы:

$$q = -0,54K_{\text{прод}} + 0,27K_{\text{н}} - 0,12m + 0,44W_1 - 0,3Q_2 - 0,76Q_3; \quad (3)$$

- по объектам второй группы:

$$q = 0,82K_{\text{прод}} - 0,39P_{\text{пл}} + 0,85H_{\text{зал}} - 0,7K_{\text{пр}} + 0,45\mu_1 - 0,07Q_1; \quad (4)$$

- по объектам третьей группы:

$$q = -0,38H_9 + 0,58H_{\text{зал}} + 0,14K_{\text{н}} - 0,63\mu_2 + 0,84Q_1 - 0,35Q_3; \quad (5)$$

- по объектам четвертой группы:

$$q = -0,11K_{\text{прод}} + 0,9P_{\text{пл}} - 0,2H_9 + 0,5H_1 - 0,19K_{\text{пр}} + 0,3\mu_1; \quad (6)$$

- по объектам пятой группы:

$$q = -0,3P_{\text{пл}} + 0,17H_1 + 0,2H_{\text{зал}} - 0,12K_{\text{пр}} + 0,57m - 0,27W_1 + 0,51Q_2; \quad (7)$$

- по объектам шестой группы:

$$q = -0,16H_9 - 0,52H_{\text{зал}} + 0,76K_{\text{пр}} - 0,05\mu_1 + 0,26\rho_1 - 0,77Q_3. \quad (8)$$

Полученные модели могут быть интерпретированы в единой плоскости исследования без необходимости привлечения сторонних программно-аппаратных комплексов, что показывает эффективность реализации данного подхода. Помимо этого, возможно и сопоставление данных моделей между собой. Например, для объектов пятой и шестой групп наблюдается разнонаправленное влияние глубины залегания залежей на показатель величины абсолютного прироста дебита нефти. Дополнительно, дифференцированно по группам объектов могут быть косвенно определены критерии для планирования и проведения наиболее эффективных операций по зарезке боковых стволов. Так, для залежей, приуроченных к четвертой группе, наибольшая эффективность ЗБС характерна в случае низких значений продуктивности, эффективной нефтенасыщенной толщины и проницаемости.

Необходимость валидации полученных результатов на дополнительной выборке данных отсутствует в силу того, что коэффициенты множественной корреляции зависимостей варьируются от 0,754 до 0,856 при среднем значении относительной погрешности, равном 11,7 %. Отметим, что отсутствие параметра продуктивности в моделях приводит к отрицательному влиянию технологических показателей, косвенно характеризующих потенциально возможный объем извлекаемых запасов нефти, на абсолютный прирост дебита нефти после зарезки боковых стволов. Эффективность ЗБСкратно уменьшается при положительном влиянии коэффициента продуктивно-

сти и вязкости нефти, что может быть обусловлено увеличением фильтрационных сопротивлений, препятствующих созданию оптимальных условий для извлечения остаточных запасов.

Выводы

Таким образом, в результате проведения исследований получены следующие выводы:

- зарезка боковых стволов относится к одному из актуальных методов увеличения производительности скважин, позволяющих увеличить радиус зоны дренажа и повысить рентабельность ввода в промышленную эксплуатацию низкопродуктивных объектов;

- несмотря на наличие различных алгоритмов и методик для выбора скважин-кандидатов, их релевантность варьируется в широких пределах, что оказывает влияние на эффективность принятия управленческих решений;

- дифференциация и группирование объектов способствует снижению уровня неопределенности и возможности идентификации скрытых закономерностей изменения геолого-промысловых параметров;

- разработанные научно-методические основы выбора скважин-кандидатов для зарезки боковых стволов при помощи комплексирования методов распознавания образов позволяют в условиях неоднородности и неравновесности данных формировать количественно-качественную характеристику критериев, влияющих на эффективность технологической операции.

Полученные модели за счет их высокой адаптивности к геолого-промысловым условиям могут быть успешно использованы в решении задач разработки нефтяных месторождений, приуроченных к различным тектонико-стратиграфическим элементам.

Литература

1. Ахметов Р.Т., Кулешова Л.С., Велиев Э.Ф., Мухаметшин В.В., Сафиуллина А.Р. Обоснование аналитической модели гидравлической извилистости поровых каналов коллекторов Западной Сибири на основе капиллярных исследований // Известия Томского политехнического университета. – 2022. – Т. 333. № 7. – С. 86–95. DOI: 10.18799/24131830/2022/7/3587.
2. Баталов С.А., Андреев В.Е., Мухаметшин В.В., Лобанков В.М., Кулешова Л.С. Применение резонансных функций при оценке параметров межскважинных зон // Записки Горного института. – 2022. – Т. 257. – С. 755–763. DOI: 10.31897/PMI.2022.85.
3. 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. DOI: 10.5510/OGP20230400913.
4. Зайцев Р.А., Распопов А.В. Опыт разработки месторождений Пермского края горизонтальными скважинами // Пермский журнал нефтегазового и горного дела. – 2020. – Т. 20. № 2. – С. 182–191. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.8.
5. Мударисова Р.А., Лукьянова Р.Г. Методика прогноза и поисков карбонатных резервуаров сверхвязкой нефти казанского яруса Мелекесской впадины // Геология и геофизика Юга России. – 2025. – Т. 15. № 4. – С. 137–150. DOI: 10.46698/h5492-0913-2863-p.
6. Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С. Алгоритм обоснования выбора объектов для внедрения инновационных технологий добычи нефти в условиях нижнемеловых отложений Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета // Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. № 10. – С. 179–186. DOI: 10.18799/24131830/2023/10/4123.
7. Хузин Р.Р., Андреев В.Е., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С., Дубинский Г.С., Сафиуллина А.Р. Влияние гидравлического сжатия на пористо-проницаемые свойства коллекторов // Записки Горного института. – 2021. – Т. 251. № 3. – С. 688–697. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.8.

8. Abdullayeva F., Imamverdiyev Y. Development of oil production forecasting method based on deep leaning // *Statistics, Optimization and Information Computing*. – 2019. – Vol. 7. Issue 4. – pp. 826–39. DOI: 10.19139/soic-2310-5070-651.
9. Bayamirova R., Togasheva A., Saduakasov D., Zholbasarova A., Tabylganov M., Gusmanova A., Nugumarov S. Reservoir development and well operation control methods: practical application // *Processes*. – 2025. – Vol. 13. Issue 5. – Art. No. 1541. DOI: 10.3390/pr13051541.
10. Belhaj A.F., Elraies K.A., Alnarabiji M.S., Kareem F.A.A., Shuhli J.A., Mahmood S.M., Belhaj H. Experimental investigation, binary modelling and artificial neural network prediction of surfactant adsorption for enhanced oil recovery application // *Chemical Engineering Journal*. – 2021. – Vol. 406. – Art. No. 127081. DOI: 10.1016/j.ccej.2020.127081.
11. Belhaj A.F., Elraies K.A., Mahmood S.M., Zulkifli N.N., Akbari S., Hussien O.S. The effect of surfactant concentration, salinity, temperature, and pH on surfactant adsorption for chemical enhanced oil recovery: a review // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2020. – Vol. 10. Issue 1. – pp. 125–37. DOI: 10.1007/s13202-019-0685-y.
12. Chen X., Patel V., Liu J., Liu S. Surfactant synergy on rheological properties, injectivity, and enhanced oil recovery of viscoelastic polymers // *Physics of Fluids*. – 2025. – Vol. 37. Issue 2. DOI: 10.1063/5.0252754.
13. Du J., Zheng J., Liang Y., Ma Y., Wang B., Liao Q., Shahzad K. A deep learning-based approach for predicting oil production: A case study in the United States. // *Energy*. – 2024. – Vol. 288. – Art. No. 129688. DOI: 10.1016/j.energy.2023.129688.
14. Gbadamosi A.O., Junin R., Manan M.A., Agi A., Yusuff A.S. An overview of chemical enhanced oil recovery: recent advances and prospects // *International Nano Letters*. – 2019. – Vol. 9. Issue 3. – pp. 171–202. DOI: 10.1007/s40089-019-0272-8.
15. Gilyazetdinov R.A., Mukhametshin V.Sh., Gizzatullina A.A., Kochanov E.M., Samigullina L.Z., Stepanova R.R., Akhmetianova L.B., Bagmanov R.N. Development and adaptation of hybrid algorithms for assessing the degree of well interaction. *SOCAR Proceedings*. 2024. No. 1. pp. 70–75. DOI: 10.5510/OGP20240100942.
16. Ibatullin R.R., Ibragimov N.G., Khisamov R.S., Zaripov A.T. Problems and solutions for shallow heavy oil production. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. SPE, 2012. – p. SPE-161998. DOI: 10.2118/161998-MS.
17. Madani M., Zargar G., Takassi M.A., Daryasafar A., Wood D.A., Zhang Z. Fundamental investigation of an environmentally-friendly surfactant agent for chemical enhanced oil recovery // *Fuel*. – 2019. – Vol. 238. – pp. 186–97. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.10.105.
18. Meshalkin V., Asadullin R., Vezhnin S., Voloshin A., Gallyamova R., Deryaev A., Dokichev V. et al. Engineering and technological approaches to well killing in hydrophilic formations with simultaneous oil production enhancement and water shutoff using selective polymer-inorganic composites // *Energies*. – 2025. – Vol. 18. – Art. No. 4721. DOI: 10.3390/en18174721.
19. Negin C., Ali S., Xie Q. Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery // *Petroleum*. – 2017. – Vol. 3. Issue 2. – pp. 197–211. DOI: 10.1016/j.petlm.2016.11.007.
20. Ning Y., Kazemi H., Tahmasebi P. A comparative machine learning study for time series oil production forecasting: ARIMA, LSTM, and Prophet // *Computers and Geosciences*. – 2022. – Vol. 164. – Art. No. 105126. DOI: 10.1016/j.cageo.2022.105126.
21. Ogbu A.D., Iwe K.A., Ozowe W., Ikevuje A.H. Advances in machine learning-driven pore pressure prediction in complex geological settings // *Computer Science and IT Research Journal*. – 2024. – Vol. 5. Issue 7. – pp. 1648–65. DOI: 10.51594/csitrj.v5i7.1350.
22. Oryngozhin Y.S., Moldabayeva G.Z., Igembayev I.B. Innovative method of high-viscosity oil production // In: *Int Multidiscip Sci GeoConference SGEM*. – 2012. – Vol. 2. – pp. 463–470.
23. Qu J., Tang Z., Lei G., Wu Q., Liao Q., Ning F. A novel threshold pressure gradient model and its influence on production simulation for shale oil reservoirs // *Energy Fuels*. – 2024. – Vol. 38. Issue 13. – pp. 11644–11661. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.4c00320.
24. Saduakasov D.S., Zholbasarova A.T., Bayamirova R.U., Togasheva A.R., Tabylganov M.T., Sarbopeeveva M.D., Telin A.G. Well killing with absorption control // *Journal of Mining Institute*. – 2025. – Vol. 272. – pp. 119–35.
25. Salem K.G., Salem A.M., Tantawy M.A., Gawish A.A., Gomaa S., El-Hoshoudy A.N. A comprehensive investigation of nanocomposite polymer flooding at reservoir conditions: new

insights into enhanced oil recovery // *Journal of Polymers and the Environment*. – 2024. – Vol. 32. Issue 11. – pp. 5915–35. DOI: 10.1007/s10924-024-03336-z.

26. Tadjer A., Hong A., Bratvold R.B. Machine learning based decline curve analysis for short-term oil production forecast // *Energy Exploration and Exploitation*. – 2021. – Vol. 39. Issue 5. – pp. 1747–1769. DOI: 10.1177/01445987211011.

27. Ye Z., Jin C., Pang Y. Research on optimizing the drilling rate for through-tubing drilling and sand pumping tools // *Petroleum Science and Technology*. – 2025. – Vol. 43. Issue 16. – pp. 1987–2006. DOI: 10.1080/10916466.2024.2377749.

28. Yusuf A., Bhatti M.M., Khalique C.M. Computational study of the thermophysical properties of graphene oxide/vacuum residue nanofluids for enhanced oil recovery // *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*. – 2025. – Vol. 150. Issue 1. – pp. 771–83. DOI: 10.1007/s10973-024-13921-y.

References

1. Akhmetov R.T., Kuleshova L.S., Veliyev E.F., Mukhametshin V.V., Safiullina A.R. Substantiation of an analytical model of reservoir pore channels hydraulic tortuosity in Western Siberia based on capillary research data. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2022. Vol. 333. No. 7. pp. 86–95. DOI: 10.18799/24131830/2022/7/3587. (In Russ.)

2. Batalov S.A., Andreev V.E., Mukhametshin V.V., Lobankov V.M., Kuleshova L.S. Application of resonance functions in estimating the parameters of interwell zones. *Journal of Mining Institute*. 2022. Vol. 257. pp. 755–63. DOI: 10.31897/PMI.2022.85. (In Russ.)

3. 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. No. 4. pp. 31–41. DOI: 10.5510/OGP20230400913. (In Russ.)

4. Zaitcev R.A., Raspopov A.V. Experience of oilfield development in Perm Krai using horizontal wells. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*. 2020. Vol. 20. No. 2. pp. 182–191. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.8. (In Russ.)

5. Mudarisova R.A., Lukyanova R.G. Searching and exploration methodology for carbonate reservoirs of the Kazanian Stage ultraviscous oil the Melekess Depression. *Geology and Geophysics of Russian South*. 2025. Vol. 15. No. 4. pp. 137–150. DOI: 10.46698/h5492-0913-2863-p. (In Russ.)

6. Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Algorithm for substantiating facilities selection for introduction of oil production innovative technologies in the conditions of the lower Cretaceous deposits of Western Siberia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2023 Vol. 334. No. 10. pp. 179–86. DOI: 10.18799/24131830/2023/10/4123. (In Russ.)

7. Khuzin R.R., Andreev V.E., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., Dubinskiy G.S., Safiullina A.R. Influence of hydraulic compression on porosity and permeability properties of reservoirs. *Journal of Mining Institute*. 2021. Vol. 251. No. 3. pp. 688–697. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.8. (In Russ.)

8. Abdullayeva F., Imamverdiyev Y. Development of oil production forecasting method based on deep learning. *Statistics, Optimization and Information Computing*. 2019. Vol. 7. Issue 4. pp. 826–39. DOI: 10.19139/soic-2310-5070-651.

9. Bayamirova R., Togasheva A., Saduakasov D., Zholbasarova A., Tabylganov M., Gusmanova A., Nugumarov S. Reservoir development and well operation control methods: practical application. *Processes*. 2025. Vol. 13. Issue 5. Art. No. 1541. DOI: 10.3390/pr13051541.

10. Belhaj A.F., Elraies K.A., Alnarabiji M.S., Kareem F.A.A., Shuhli J.A., Mahmood S.M., Belhaj H. Experimental investigation, binary modelling and artificial neural network prediction of surfactant adsorption for enhanced oil recovery application. *Chemical Engineering Journal*. 2021. Vol. 406. Art. No. 127081. DOI: 10.1016/j.cej.2020.127081.

11. Belhaj A.F., Elraies K.A., Mahmood S.M., Zulkifli N.N., Akbari S., Hussien O.S. The effect of surfactant concentration, salinity, temperature, and pH on surfactant adsorption for chemical enhanced oil recovery: a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2020. Vol. 10. Issue 1. pp. 125–37. DOI: 10.1007/s13202-019-0685-y.

12. Chen X., Patel V., Liu J., Liu S. Surfactant synergy on rheological properties, injectivity, and enhanced oil recovery of viscoelastic polymers. *Physics of Fluids*. 2025. Vol. 37. Issue 2. DOI: 10.1063/5.0252754.
13. Du J., Zheng J., Liang Y., Ma Y., Wang B., Liao Q., Shahzad K. A deep learning-based approach for predicting oil production: A case study in the United States. *Energy*. 2024. Vol. 288. Art. No. 129688. DOI: 10.1016/j.energy.2023.129688.
14. Gbadamosi A.O., Junin R., Manan M.A., Agi A., Yusuff A.S. An overview of chemical enhanced oil recovery: recent advances and prospects. *International Nano Letters*. 2019. Vol. 9. Issue 3. pp. 171–202. DOI: 10.1007/s40089-019-0272-8.
15. Gilyazetdinov R.A., Mukhametshin V.Sh., Gizzatullina A.A., Kochanov E.M., Samigullina L.Z., Stepanova R.R., Akhmetianova L.B., Bagmanov R.N. Development and adaptation of hybrid algorithms for assessing the degree of well interaction. *SOCAR Proceedings*. 2024. No. 1. pp. 70–75. DOI: 10.5510/OGP20240100942.
16. Ibatullin R.R., Ibragimov N.G., Khisamov R.S., Zaripov A.T. Problems and solutions for shallow heavy oil production. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. SPE. 2012. p. SPE-161998. DOI: 10.2118/161998-MS.
17. Madani M., Zargar G., Takassi M.A., Daryasafar A., Wood D.A., Zhang Z. Fundamental investigation of an environmentally-friendly surfactant agent for chemical enhanced oil recovery. *Fuel*. 2019. Vol. 238. pp. 186–97. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.10.105.
18. Meshalkin V., Asadullin R., Vezhnin S., Voloshin A., Gallyamova R., Deryaev A., Dokichev V. et al. Engineering and technological approaches to well killing in hydrophilic formations with simultaneous oil production enhancement and water shutoff using selective polymer-inorganic composites. *Energies*. 2025. Vol. 18. Art. No. 4721. DOI: 10.3390/en18174721.
19. Negin C., Ali S., Xie Q. Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery. *Petroleum*. 2017. Vol. 3. Issue 2. pp. 197–211. DOI: 10.1016/j.petlm.2016.11.007.
20. Ning Y., Kazemi H., Tahmasebi P. A comparative machine learning study for time series oil production forecasting: ARIMA, LSTM, and Prophet. *Computers and Geosciences*. 2022. Vol. 164. Art. No. 105126. DOI: 10.1016/j.cageo.2022.105126.
21. Ogbu A.D., Iwe K.A., Ozowe W., Ikevuje A.H. Advances in machine learning-driven pore pressure prediction in complex geological settings. *Computer Science and IT Research Journal*. 2024. Vol. 5. Issue 7. pp. 1648–65. DOI: 10.51594/csitrj.v5i7.1350.
22. Oryngozhin Y.S., Moldabayeva G.Z., Igembayev I.B. Innovative method of high-viscosity oil production. In: *Int Multidiscip Sci GeoConference SGEM*. 2012. Vol. 2. pp. 463–470.
23. Qu J., Tang Z., Lei G., Wu Q., Liao Q., Ning F. A novel threshold pressure gradient model and its influence on production simulation for shale oil reservoirs. *Energy Fuels*. 2024. Vol. 38. Issue 13. pp. 11644–11661. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.4c00320.
24. Saduakasov D.S., Zholbasarova A.T., Bayamirova R.U., Togasheva A.R., Tabylganov M.T., Sarbopeeveva M.D., Telin A.G. Well killing with absorption control. *Journal of Mining Institute*. 2025. Vol. 272. pp. 119–35.
25. Salem K.G., Salem A.M., Tantawy M.A., Gawish A.A., Gomaa S., El-Hoshoudy A.N. A comprehensive investigation of nanocomposite polymer flooding at reservoir conditions: new insights into enhanced oil recovery. *Journal of Polymers and the Environment*. 2024. Vol. 32. Issue 11. pp. 5915–35. DOI: 10.1007/s10924-024-03336-z.
26. Tadjer A., Hong A., Bratvold R.B. Machine learning based decline curve analysis for short-term oil production forecast. *Energy Exploration and Exploitation*. 2021. Vol. 39. Issue 5. pp. 1747–1769. DOI: 10.1177/01445987211011.
27. Ye Z., Jin C., Pang Y. Research on optimizing the drilling rate for through-tubing drilling and sand pumping tools. *Petroleum Science and Technology*. 2025. Vol. 43. Issue 16. pp. 1987–2006. DOI: 10.1080/10916466.2024.2377749.
28. Yusuf A., Bhatti M.M., Khaliq C.M. Computational study of the thermophysical properties of graphene oxide/vacuum residue nanofluids for enhanced oil recovery. *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*. 2025. Vol. 150. Issue 1. pp. 771–83. DOI: 10.1007/s10973-024-13921-y.