

УДК 622.276:553.98:550.8

doi: 10.55959/MSU0579-9406-4-2025-64-2-72-79

КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ НЕФТЕКИСЛОТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ В УСЛОВИЯХ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ЧЕРЕПЕТСКОГО И КИЗЕЛОВСКОГО ГОРИЗОНТОВ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

Вячеслав Вячеславович Мухаметшин¹, Любовь Сергеевна Кулешова²,
Руслан Альбертович Гилязетдинов³, Роберт Галимьянович Рамазанов⁴,
Алексей Николаевич Реймерс⁵, Фарит Азатович Шарипов⁶

¹ Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета, Октябрьский, Россия; vv@of.ugntu.ru

² Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета, Октябрьский, Россия; markl212@mail.ru

³ Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета, Октябрьский, Россия; gilyazetdinov_2023@mail.ru

⁴ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; ramazanovrg@mail.ru

⁵ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; areimers@mail.ru

⁶ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; farit.sharipov.2017@mail.ru

Аннотация. Исследование посвящено разработке комплексного подхода к вопросам определения результативности мероприятий по закачке нефтекислотных эмульсий в условиях значительной неоднородности продуктивных пластов. В качестве методологической базы использовались известные инструменты для статистической обработки данных, включая метод главных компонент и дискриминантный анализ. По результатам построения различных моделей установлено наличие обратной взаимосвязи между числом ступеней очистки пласта и параметром, отражающим величину удельного прироста дебита нефти на кубический метр используемого агента.

Ключевые слова: геолого-статистическое моделирование, обработка нефтекислотными эмульсиями, трехфакторная интегральная модель, разработка нефтяных месторождений, дифференциация и группирование залежей

Для цитирования: Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С., Гилязетдинов Р.А., Рамазанов Р.Г., Реймерс А.Н., Шарипов Ф.А. Комплексная оценка результативности закачки нефтекислотных эмульсий в условиях сложнопостроенных залежей нефти черепетского и кизеловского горизонтов Южно-Татарского свода // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2025. № 2. С. 72–79.

COMPREHENSIVE ASSESSMENT OF THE EFFECTIVENESS OF INJECTION OF PETROLEUM ACID EMULSIONS IN THE CONDITIONS OF COMPLEX OIL DEPOSITS OF THE CHEREPETSKY AND KIZEL HORIZONS OF THE SOUTH TATAR ARCH

Vyacheslav V. Mukhametshin¹, Lyubov S. Kuleshova², Ruslan A. Gilyazetdinov³,
Robert G. Ramazanov⁴, Aleksey N. Reimers⁵, Farit A. Sharipov⁶

¹ Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky, Russia; vv@of.ugntu.ru

² Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky, Russia; markl212@mail.ru

³ Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky, Russia; gilyazetdinov_2023@mail.ru

⁴ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; ramazanovrg@mail.ru

⁵ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; areimers@mail.ru

⁶ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; farit.sharipov.2017@mail.ru

Abstract. The study is devoted to the development of an integrated approach to determining the effectiveness of oil-acid emulsion injection activities in conditions of significant heterogeneity of productive formations. As a methodological base, well-known tools for statistical data processing were used, including the principal component method and discriminant analysis. Based on the results of constructing various models, an inverse relationship was found between the number of formation cleaning stages and the parameter reflecting the specific increase in oil flow rate per cubic meter of the agent used.

Keywords: geological and statistical modeling, oil-acid emulsion treatment, three-factor integral model, oil field development, differentiation and grouping of deposits

For citation: Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., Gilyazetdinov R.A., Ramazanov R.G., Reimers A.N., Sharipov F.A. Comprehensive assessment of the effectiveness of injection of petroleum acid emulsions in the conditions of complex oil deposits of the Cherepetsky and Kizel horizons of the South Tatar arch. *Moscow University Geol. Bull.* 2025; 2: 72–79. (In Russ.).

Введение. На текущем этапе эксплуатации месторождений нефтегазодобывающие предприятия повсеместно сталкиваются с проблемой снижения эффективности мероприятий, направленных на повышение производительности скважин [Моргачев и др., 2024]. По мере освоения остаточных запасов нефти изменяются и критерии оценки полноты достижения проектных показателей. С учетом существующей необходимости оперативного ввода в эксплуатацию запасов, сосредоточенных в сложных горно-геологических условиях, важным условием получения представительных результатов является реализация актуального научно-методического подхода к вопросу комплексного сопровождения процедур проектирования и проведения различных видов обработки призабойной зоны пласта (ПЗП).

Применение составов на основе кислотосодержащих систем, их производных, а также сложных комбинированных агентов можно отнести к одним из наиболее распространенных технологий обработки скважин в условиях карбонатных коллекторов. [Adewunmi, et al., 2022]. Значительное естественное и в той или иной мере техногенное усложнение геолого-технологических условий эксплуатации с момента вступления объектов в заключительную стадию разработки привело к необходимости тщательного подбора рецептуры состава и метода транспортировки агента в пласт, а также способа его размещения в поровом пространстве для снижения рисков закупоривания высокопроницаемых поровых каналов [Ganeeva, et al., 2020] и нарушения естественного равновесия в пластовых многофазных системах [Гарипова и др., 2024]. Несмотря на обширный накопленный опыт недропользователей в вопросах проведения кислотных обработок, как показывают исследования [Дерендяев, 2022; Чижов и др., 2020; Дмитриева и др., 2024], их успешность во многом не соответствует проектным показателям, предъявляемым к мероприятиям по обработке ПЗП, о чем свидетельствует тренд развития отрасли.

Опыт проведения закачек кислотных составов в различных геолого-технологических условиях демонстрирует, что обработки пористо-трещиноватых карбонатных коллекторов требуют детального выбора скважин-кандидатов и технологии воздействия в связи с риском снижения охвата порового объема воздействием из-за фильтрации кислотного состава по высокопроницаемым пропласткам [Силин и др., 2021].

Важно отметить, что приведенные выше особенности и текущие проблемы планирования и проведения кислотного воздействия по залежам карбонатных коллекторов значительно влияют на технико-экономические показатели разработки месторождений, исходя из чего в современных условиях вопрос оптимального выбора способа об-

работки пласта должен исходить не столько из потенциального прироста дебита нефти после закачки агента, сколько от стабильности и эффективности его работы в данных условиях. Одним из способов восстановления состояния призабойной зоны пласта добывающих и нагнетательных скважин, а также восстановления ее проницаемости является применение нефтекислотных эмульсий (НКЭ). В промышленной практике разработки месторождений Урало-Поволжья известно о том, что работы по закачке рассматриваемой двух- и более компонентной смеси характеризовались различными результатами [Gilyazetdinov, et al., 2024; Mukhametshin, et al., 2024]. Особенностью обработки призабойной зоны скважин с использованием нефтекислотных эмульсий является нелинейная динамика распада состава, что приводит к осаждению большего объема раствора вблизи нецелевых участков, их проникновению в «тупиковые» трещины и дальнейшему активному выносу на поверхность при освоении и выводе скважины на режим. В случае вторичного и третичного использования НКЭ величина удельного прироста дебита нефти изменяется в широких пределах, составляя в среднем от 0,03 до 1,2 т/сут на метр перфорированной толщины пласта. Вопрос релевантной оценки эффективности закачки нефтекислотных эмульсий в различных геолого-физических условиях разработки залежей карбонатных коллекторов является актуальным и требует применения передовых научно-методических подходов обработки геолого-промысловой информации [Kuleshova, et al., 2024].

В связи с этим целью данной работы является формирование алгоритмов для оценки эффективности применения нефтекислотных эмульсий в различных геолого-физических условиях. Для ее достижения выделены следующие задачи:

- провести первичную обработку имеющегося геолого-промыслового материала и сравнить динамику выхода скважин на режим в зависимости от количества обработок призабойной зоны пласта и технологии ее проведения;
- установить закономерности изменения различных показателей скважин и провести их группирование по двум наиболее релевантным критериям, характеризующим эффективность закачки нефтекислотных эмульсий;
- выявить оптимальные границы применения показателей результативности воздействия при помощи внедрения трехфакторной интегральной модели расчетов.

Материалы и методы. Объектом исследования выступают залежи карбонатных коллекторов Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ), находящиеся длительное время в эксплуатации и приуроченные к отложениям верхнетурнейского

Таблица 1

Результаты анализа изменения ряда параметров, отражающих различные свойства пластов и насыщающих их флюидов по объектам верхнетурнейского подъяруса Южно-Татарского свода

Параметр (обозначение)	Интервал изменения	Вероятная ожидаемая величина при уровне значимости $p \leq 0,1$
1. Вязкость нефти (μ_n), мПа·с	8–109	17,3
2. Плотность нефти (ρ_n), кг/м ³	831–907	836,8
3. Газовый фактор (Г), м ³ /м ³	3,7–34,2	12,4
4. Объемный коэффициент нефти (β), ед.	1–1,29	1,093
5. Глубина залегания пласта ($H_{зал}$), м	929–1332	1104,6
6. Общая толщина пласта (H_p), м	0,45–78,3	20,4
7. Средняя толщина нефтенасыщенных пропластков (H_n), м	0,45–47,6	17,9
Пористость (m_1), доли ед.	0,05–0,247	0,165
Проницаемость (k), мкм ²	0,01–0,564	0,207
Нефтенасыщенность (K_n), доли ед.	0,265–0,88	0,477

подъяруса (ВП) черепетского и кизеловского горизонтов Южно-Татарского свода (ЮТС). Отложения ВП ЮТС представлены карбонатными породами, преимущественно известняками комковатыми и сгустково-детритовыми коллекторами с редкими вкраплениями доломитовых известняков [Гилязетдинов и др., 2023]. Проницаемость залежей варьируется от 0,01 до 0,564 мкм² при значении пористости от 0,05 до 0,247 доли ед. Общая толщина черепетского и кизеловского горизонтов в пределах Южно-Татарского свода достигает 55 м.

В свою очередь, отложения ВП классифицируются на 5 структурно-генетических типа известняков, различающихся между собой условиями осадконакопления, составом и размером породообразующих элементов: известняки комковатые и комковато-детритовые, известняки сгустковые и сгустково-детритовые, известняки шламово-детритовые, известняки обломочные, известняки зернистые. Каждый структурно-генетический тип имеет свой предел фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Наилучшими характеристиками при этом обладают известняки комковатые, средняя пористость составляет 0,15 доли ед., проницаемость — 0,057 мкм². Данный тип пород представлен комками микрозернистого кальцита, раковинами фораминифер с примесью крупного, водорослевого детрита. Наихудшими ФЕС характеризуются плотные обломочные и зернистые известняки (низкие коллекторские свойства обусловлены влиянием седиментационных и постседиментационных факторов) [Козина и др., 2005].

Данный объект характеризуется значительным количеством проведенных мероприятий по обработке призабойной зоны пласта (ОПЗ) (соотношение их количества к количеству скважин эксплуата-

ционного фонда 1,6:1) и низкой эффективностью реализованных геолого-технических мероприятий (соотношение среднего прироста дебита нефти после проведения мероприятия (т/сут) на количество скважин (шт (ед.)) 2,4:1) [Медведева и др., 2015]. В пределах выделенной тектоники-стратиграфической единицы (ЮТС) наблюдается нелинейное изменение геолого-физических параметров продуктивных пластов, на что указывают результаты статистической обработки данных (табл. 1).

Плотные структурно-генетические типы пород составляют большую часть продуктивных пластов, что осложняет процесс проведения объемных кислотных обработок и ванн с длительной выдержкой состава из-за высокой вероятности его утечек, нелинейного насыщения каналов фильтрации и уменьшения времени их растворения. Помимо этого, за счет особенностей геологического строения увеличение концентрации раствора кислотного состава оказывает различное влияние на время его нейтрализации и скорость движения [Сентемов, Дорфман, 2022]. При наличии промежуточных слоев, представленных частицами кальцита, как правило глубина проникновения состава в пласт возрастает на 11–17 %, а при воздействии на тонкогранулированные структуры происходит перенасыщение пористого объема.

Достаточно прочная плотная пленка, образуемая в результате нарушения термобарических условий в пласте, приводит к ранней нейтрализации состава и его налипанию в виде слоисто-неоднородной структуры на поверхность коллекторов. К тому же, анализ проведенных геофизических и гидродинамических исследований скважин, вскрывших отложения верхнетурнейского подъяруса Южно-Татарского свода, демонстрирует преобладание трещиноватости пород, что обусловлено существенными различиями в фильтрационно-емкостных показателях, определяемых в лабораторных и промысловых условиях, а также осложняет процессы компьютерного и имитационного моделирования различных видов воздействия на пласт [Kuleshova, 2024].

На рис. 1 отражена количественная диаграмма, построенная по данным группы месторождений ЮТС, эксплуатирующих отложения черепетского и кизеловского горизонтов, изменения величины стандартного отклонения для трех фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных пластов объекта исследования. Величина стандартного отклонения по значению пористости составляет 49 %, проницаемости — 233 %, нефтенасыщенности — 51 %. Высокие значения отклонений, вероятно, связаны с отличиями проведения эксперимента в лабораторных условиях и в условиях продуктивного пласта, а также с ограниченным набором измеряемых показателей на промыслах.

Результаты. Отметим, что представленная тенденция не всегда отражается в явном виде при проведении геолого-статистического моделирования

для получения ряда зависимостей, характеризующих степень и уровень взаимосвязи между различными параметрами. Интерпретация результатов проведения различных ОПЗ кислотными составами и их производными по объекту исследования позволяет отметить следующее: градация эффективности первичных, вторичных и третичных обработок изменяется в широких пределах, что обусловлено высоким уровнем неоднородности геологического строения объектов в совокупности с техногенными причинами трансформации порового пространства [Мухаметшин, Кулешова, 2019]. Наиболее явно данный тренд прослеживается на скважинах, расположенных в центральной части верхнетурнейского подъяруса Южно-Татарского свода одного из крупных месторождений НГБ. Ниже представлены обобщенные статистические модели для описания динамики выхода скважин на режим после проведения классического кислотного воздействия:

– после первичной обработки (объем выборки — 24 скважин):

$$\sigma_{K_{\text{прод}}} / \sigma_{K'_{\text{прод}}} = 7,712 + 0,12 \ln t_1/t_2; \\ q_{\text{факт}} = q_{\text{прогноз}}/1,164 \quad (1)$$

– после вторичной обработки (объем выборки — 21 скважина):

$$\sigma_{K_{\text{прод}}} / \sigma_{K'_{\text{прод}}} = 2,412 + 0,07 \ln t_1/t_2; \\ q_{\text{факт}} = q_{\text{прогноз}}/3,43 \quad (2)$$

– после третичной обработки (объем выборки 19 скважин):

$$\sigma_{K_{\text{прод}}} / \sigma_{K'_{\text{прод}}} = 1,21 + 0,09 \ln t_1/t_2; \\ q_{\text{факт}} = q_{\text{прогноз}}/3,7 \quad (3)$$

где $\sigma_{K_{\text{прод}}}$ — стандартное отклонение коэффициента продуктивности скважин в момент времени t_1 , t_2 — время, которое прошло с момента пуска в эксплуатацию после воздействия и до момента выхода скважин на установившейся режим; $\sigma_{K'_{\text{прод}}}$ — стандартное отклонение коэффициента продуктивности скважин в момент времени t_1 , t_2 — время выхода скважин на максимальный оптимальный дебит; $q_{\text{факт}}$ — фактическое значение дебита нефти после воздействия; $q_{\text{прогноз}}$ — прогнозное значение дебита нефти после воздействия.

Как видно из зависимостей (1)–(3), свободный член уравнения изменяется пропорционально отклонению фактического дебита нефти от прогнозного значения, но в то же время коэффициент перед логарифмом времени для вторичного и третичного воздействия кислотными составами характеризуется отклонением от линейного тренда. Данная закономерность характерна и при реализации оценки эффективности обработок призабойной зоны пласта нефтекислотными эмульсиями по аналогичному алгоритму:

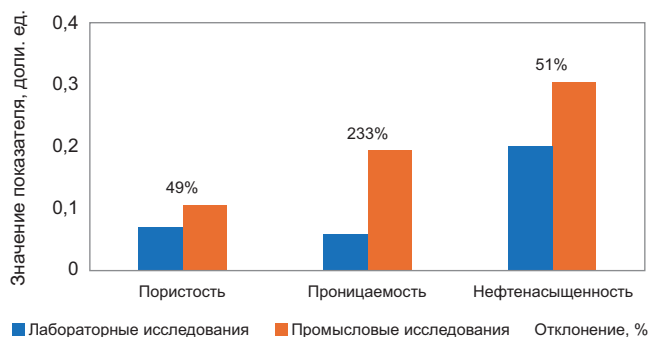


Рис. 1. Сравнение величины стандартных отклонений параметров, определяемых различными способами

– после первичной обработки (объем выборки — 51 скважина)

$$\sigma_{K_{\text{прод}}} / \sigma_{K'_{\text{прод}}} = 5,11 + 0,22 \ln t_1/t_2; \\ q_{\text{факт}} = q_{\text{прогноз}}/2,17 \quad (4)$$

– после вторичной обработки (объем выборки — 31 скважина)

$$\sigma_{K_{\text{прод}}} / \sigma_{K'_{\text{прод}}} = 1,99 + 0,11 \ln t_1/t_2; \\ q_{\text{факт}} = q_{\text{прогноз}}/3,97 \quad (5)$$

– после третичной обработки (объем выборки 25 скважин)

$$\sigma_{K_{\text{прод}}} / \sigma_{K'_{\text{прод}}} = 1,8 + 0,13 \ln t_1/t_2; \\ q_{\text{факт}} = q_{\text{прогноз}}/4,7 \quad (6)$$

Результативность прогнозирования при помощи моделей (5)–(6), описывающих динамику выхода скважин на режим после закачки НКЭ, в среднем на 21,4 % ниже по сравнению с зависимостями, которые получены для варианта классического воздействия, что обуславливает необходимость применения передовых методов структуризации и анализа информации.

Для проведения исследования были взяты данные эксплуатации более чем 600 скважин, вскрывших отложения ВП ЮТС и на которых была произведена ранее закачка НКЭ. На начальном этапе использован метод главных компонент для оценки вклада каждого из параметров в процент общей дисперсии параметров и релевантности анализируемых геолого-физических характеристик с использованием показателей, представленных в табл. 1. Уравнения в осях первых двух главных компонентах Z_1 и Z_2 (ГК) со стандартизированными коэффициентами имеют следующий вид:

$$Z_1 = 0,12 \mu_n - 0,14 \rho_n + 0,6 \Gamma - 0,11 \beta + 0,3 H_{\text{зал}} - \\ - 0,19 H_T - 0,1 H_{\text{п}} + 0,3 m_1 - 0,1 k - 0,32 K_n, \quad (7)$$

$$Z_2 = 0,65 \mu_n - 0,23 \rho_n - 0,1 \Gamma + 0,2 \beta - \\ - 0,47 H_{\text{зал}} + 0,05 H_T + 0,44 H_{\text{п}} - \\ - 0,23 m_1 + 0,19 k + 0,12 K_n. \quad (8)$$

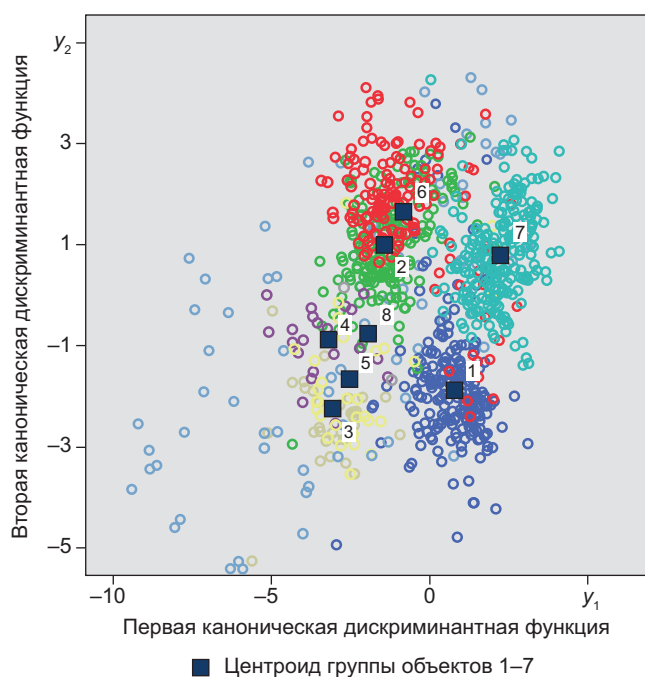


Рис. 2. Разделение объектов по качественному критерию оценки эффективности закачки нефтекислотных эмульсий в осях канонических дискриминантных функций (процент верно сгруппированных объектов равен 74,4 %)

Выбор данного способа обработки информации обусловлен его точностью при определении степени взаимосвязи между различными геолого-промысловыми показателями даже при условии ограниченного объема данных. Первая ГК характеризует в большей мере условия залегания залежей за счет преобладания по вкладу параметров $H_{\text{зал}}$ и $H_{\text{т}}$, вторая ГК — фильтрационно-емкостные свойства. Примечательно, что для двух ГК величина вклада физико-химических свойств нефти (первые четыре параметра моделей) практически идентична. Это указывает на наличие между ними тесной взаимосвязи. В целом, исходный объем информации является актуальным и не противоречит фундаментальным понятиям и особенностям разработки залежей карбонатных коллекторов как верхнетурнейского подъяруса Южно-Татарского свода, так и НГБ соответственно. Для получения актуальных результатов моделирования произведем разделение исходной выборки по наиболее устойчивому критерию, выделенному при помощи ретроспективного сравнения существующих моделей: отношения величины прироста дебита нефти после ОПЗ (q_i) и произведения объема закачанного состава (V) и проперфорированной толщины пласта (h).

Группирование результатов по комплексному показателю q_1/Vh , качественно отражающего величину эффективности мероприятий по закачке нефтекислотных эмульсий в пласт, реализуем с использованием дискриминантного анализа. В качестве исходных данных применяются те же параметры, по которым представлено распределение объектов в осях ГК. Исходя из территориальной карты на рис. 2 отметим, что наиболее тесно между собой связаны группы

объектов 3, 4, 5, 8 при среднем расстоянии между центроидами менее 0,14 доли ед. Группы 1 и 7 расположены друг от друга на расстоянии, превышающем суммарную среднюю величину между группами 3, 4, 5, 8 и 2, 6. Отметим, что для трех групп залежей (1, 2, 6) наблюдается незначительная миграция объектов в пределах тех или иных кластеров (менее 10 % от общего числа объектов). Несмотря на достаточно высокую плотность их распределения в осях канонических дискриминантных функций, снижение величины y_1 приводит к формированию зоны неопределенности (ЗН) — участка в осях КДФ, объекты которого не связаны между собой одним или несколькими центроидами. За счет этого снижается достоверность дискриминантного анализа и, следовательно, возникает высокий риск принятия нерелевантных управленческих решений. При определении границ применения качественного показателя оценки эффективности закачки нефтекислотных эмульсий руководствуемся теорией интегрального метода, суть которого заключается в расчете влияния каждого из представленных факторов на общую устойчивость модели.

Для проведения расчетов воспользуемся трехфакторной интегральной моделью следующего вида:

$$z = \frac{\alpha}{\beta} + \varepsilon = \begin{cases} z_{\alpha} = \frac{\Delta\alpha}{\Delta\beta + \Delta\varepsilon} \cdot \ln \frac{\beta_1 + c_1}{\beta_0 + c_0} \\ z_{\beta} = \frac{\Delta z - z_{\alpha}}{\Delta\beta + \Delta\varepsilon} \Delta\beta \\ z_{\varepsilon} = \frac{\Delta z - z_{\alpha}}{\Delta\beta + \Delta\varepsilon} \Delta\varepsilon \end{cases}, \quad (9)$$

где z_{α} — обобщенный параметр эффективности по фактической и прогнозной величине q_1/Vh ; z_{β} — обобщенный параметр эффективности по фактическим и прогнозным данным координат центроидов y_1 ; z_{ε} — обобщенный параметр эффективности по фактическим и прогнозным данным координат центроидов y_2 ; $\Delta\alpha$ — абсолютное изменение фактической и прогнозной величины q_1/Vh ; $\Delta\beta$ — абсолютное изменение фактических и прогнозных данных координат центроидов y_1 ; $\Delta\varepsilon$ — абсолютное изменение фактических и прогнозных данных координат центроидов y_2 ; Δz — абсолютное изменение совокупности трех параметров; β_0 — прогнозное и фактическое (β_1) значение координат центроидов y_1 ; c_0 — прогнозное и фактическое (c_1) значение координат центроидов y_2 .

Главным преимуществом данного подхода является возможность учета миграции объектов между центроидами групп, выделенных в ходе кластеризации скважин по различным критериям, которые отражают эффективность обработки призабойной зоны пласта нефтекислотными эмульсиями. На примере 1 группы объектов произведем расчеты z_{α} , z_{β} , z_{ε} с использованием отечественного программного обеспечения «StatSoft», включающего

в себя инструменты для анализа данных и решения различных задач, в том числе с использованием систем искусственного интеллекта. Фактическое значение координат центроидов y_1 и y_2 определяется исходя из данных дискриминантного анализа (ДА). Прогнозный вариант определяется по следующему алгоритму:

- при правильно идентифицированной принадлежности объекта к группе выполняется условие $\beta_0 = \beta_1, c_0 = c_1$;
- в случае регистрации отличия установленной принадлежности к группе используется значение центроида той группы, к которой были отнесены объекты при ДА.

В табл. 2 отражены результаты моделирования по оценке эффективности ОПЗ нефтекислотными эмульсиями с использованием качественного признака q_i/Vh .

Наличие трех выше представленных условий для определения принадлежности объектов к той или иной группе снижает вероятность возникновения ситуаций, при которых невозможно на надежном уровне произвести достоверную оценку исходной информации. Выделим, что для каждой из групп объектов прослеживаются закономерности изменения «доверительного» интервала, тесно связанные с динамикой варьирования параметра q_1/Vh во времени (рис. 3). Для удобства интерпретации результатов представим значения осей абсцисс и ординат в логарифмической стандартизированной шкале. Аппроксимация распределения точек произведена при помощи линейной модели исходя из упрощенного представления о тренде изменения прироста дебита нефти после воздействия.

Исходя из полученных результатов для группы объектов с первым рейтингом отметим, что четверть от среднего общего времени эксплуатации скважин изменение величины $\ln(q_1/Vh)$ соответствует линейной зависимости. Это указывает на достаточно высокую степень очистки гидродинамических каналов, расположенных непосредственно вблизи призабойной зоны пласта. Затем, после достижения времени $\ln t \geq 1,6$ наблюдается значительное отклонение от «эталонной модели» преимущественно вверх. Точки перегибов при $\ln t = 2$ и $\ln t = 2,397$ соответствуют двухступенчатому механизму очистки призабойной зоны пласта от остатков продуктов реакции. На это указывает также и дальнейшая стабилизация значений $\ln(q_1/Vh)$. Аналогичные расчеты были проведены и для оставшихся семи групп объектов, результаты которых представлены в табл. 3.

Максимальное количество ступеней выноса нейтрализованных компонентов из различных участков ПЗП зарегистрировано для группы под номером 5: четыре точки перегиба наблюдаются в период изменения $\ln t$ от 2 до 2,2178; отклонение параметра $\ln(q_1/Vh)$ при выходе скважин на режим от максимального значения, полученного в ходе интерпретации данных, составляет 37,4 %. Пред-

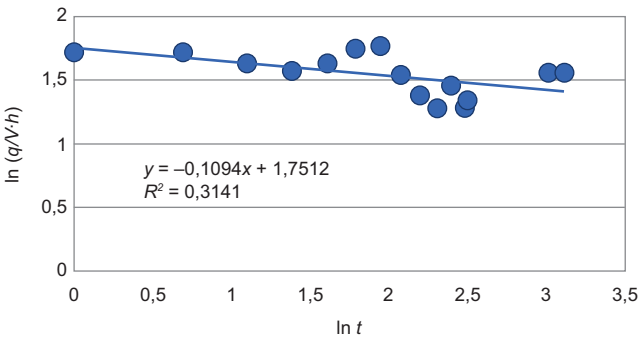


Рис. 3. Обобщенная динамика выхода скважины на режим после закачки нефтекислотных эмульсий по объектам 6 группы

Таблица 2

Интерпретация данных обработки геолого-промысловой информации (качественный признак)

Номер группы объектов	Условия для возможности присвоения рейтинга группы объектов	Рейтинг
6	$\begin{cases} 0,012 \leq z_{\alpha} \leq 0,019 \\ 0,154 \leq z_{\beta} \leq 0,214 \\ 0,277 \leq z_{\epsilon} \leq 0,516 \end{cases}$	1
2	$\begin{cases} 0,543 \leq z_{\alpha} \leq 0,563 \\ 0,017 \leq z_{\beta} \leq 0,1 \\ 0,35 \leq z_{\epsilon} \leq 0,6 \end{cases}$	2
7	$\begin{cases} 0,642 \leq z_{\alpha} \leq 0,651 \\ 0,126 \leq z_{\beta} \leq 0,129 \\ 0,443 \leq z_{\epsilon} \leq 0,501 \end{cases}$	3
1	$\begin{cases} 0,194 \leq z_{\alpha} \leq 0,211 \\ 0,017 \leq z_{\beta} \leq 0,204 \\ 0,178 \leq z_{\epsilon} \leq 0,255 \end{cases}$	4
3	$\begin{cases} 0,404 \leq z_{\alpha} \leq 0,411 \\ 0,206 \leq z_{\beta} \leq 0,297 \\ 0,144 \leq z_{\epsilon} \leq 0,156 \end{cases}$	5
4	$\begin{cases} 0,104 \leq z_{\alpha} \leq 0,236 \\ 0,505 \leq z_{\beta} \leq 0,604 \\ 0,099 \leq z_{\epsilon} \leq 0,12 \end{cases}$	6
5	$\begin{cases} 0,067 \leq z_{\alpha} \leq 0,07 \\ 0,111 \leq z_{\beta} \leq 0,213 \\ 0,447 \leq z_{\epsilon} \leq 0,532 \end{cases}$	7
8	$\begin{cases} 0,77 \leq z_{\alpha} \leq 0,893 \\ 0,321 \leq z_{\beta} \leq 0,345 \\ 0,124 \leq z_{\epsilon} \leq 0,221 \end{cases}$	8

Примечание: полужирным выделены ограничения, которые необходимо учитывать в первую очередь при проведении экспресс-оценки.

Таблица 3

Характеристика групп объектов с использованием эталонных линейных зависимостей (*N* — количество ступеней очистки призабойной зоны пласта)

Номер группы объектов	<i>N</i>	Модель для описания взаимосвязи и уровень ее устойчивости
6	2	$\ln(q/Vh) = -0,2094\ln(t) + 1,7512; R^2 = 0,3141$
2	2/3*	$\ln(q/Vh) = -0,094\ln(t) + 1,154; R^2 = 0,406$
7	2	$\ln(q/Vh) = -0,155\ln(t) + 1,407; R^2 = 0,378$
1	3	$\ln(q/Vh) = -0,155\ln(t) + 1,407; R^2 = 0,354$
3	3	$\ln(q/Vh) = -0,104 - \ln(t) + 0,956; R^2 = 0,301$
4	3	$\ln(q/Vh) = -0,117 - \ln(t) + 1,32; R^2 = 0,442$
5	4	$\ln(q/Vh) = -0,112 - \ln(t) + 1,09; R^2 = 0,463$
8	3	$\ln(q/Vh) = -0,125 - \ln(t) + 1,17; R^2 = 0,309$

Примечание: * — для достоверного определения количества ступеней очистки необходимо расширить объем выборки данных.

ставленные особенности могут быть обусловлены высокой степенью трещиноватости залежей ВП ЮТС и наличием техногенных высокопроницаемых участков, сформированных в результате неэффективного заводнения, о чем также свидетельствуют данные геофизических исследований. По группе 4 на протяжении полного цикла выхода скважин на режим установлены кратковременные периоды стабилизации качественного показателя $\ln(q_1/Vh)$ что указывает, вероятно, на оседание нейтрализованной нефтекислотной эмульсии в гидродинамических ка-

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Гарипова Л.И., Абусалимов Э.М., Соловьев В.А. и др. Анализ влияния геологических и технологических факторов на эффективность проведения селективных обработок карбонатных коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2024. № 9. С. 122–126.

Гилязетдинов Р.А., Кулешова Л.С., Мухаметшин В.Ш. и др. Комплексный подход к прогнозированию результатов идентификации залежей в условиях различной тектонической приуроченности объектов // SOCAR Proceedings. 2023. № 4. С. 31–41.

Дерендяев Р.А. Результаты промышленного внедрения и перспективы применения технологии бесподходных кислотных обработок // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333, № 3. С. 184–195.

Дмитриева А.Ю., Батулин Н.И., Лутфуллин А.А. и др. Комплексный подход к прогнозированию отложений кольматантов в прискважинной зоне пласта // Нефтяное хозяйство. 2024. № 7. С. 26–31.

Козина Е.А., Морозов В.П., Королев Э.А., Пикалев С.Н. Основные типы карбонатных коллекторов нефти турнейского яруса Республики Татарстан // Нефтегазовое дело. 2005. № 3. С. 9–16.

Медведева Н.А., Уваров С.Г., Береговой А.Н. и др. Подбор оптимальной кислотной композиции для интенсификации притока в низкопроницаемых карбонатных коллекторах в НГДУ «Ленингорскнефть» // Нефтяное хозяйство. 2015. № 7. С. 39–43.

Моргачев Д.Д., Арбатский Т.С., Быкова А.А. и др. Модификация фазовой проницаемости призабойной зоны скважин трещиноватого карбонатного коллектора // Нефтяное хозяйство. 2024. № 9. С. 112–116.

Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С. Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации // SOCAR Proceedings. 2019. № 2. С. 16–22.

Сентемов А.А., Дорфман М.Б. Перколяционный подход при гидродинамическом моделировании воздействия на призабойную зону скважины // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333, № 7. С. 157–165.

Силин М.А., Магадова Л.А., Давлетишина Л.Ф. и др. Особенности свойств сульфаминовой кислоты, повышающие эффективность кислотных обработок // Нефтяное хозяйство. 2021. № 1. С. 44–47.

Чижов А.П., Рабаев Р.У., Андреев В.Е. и др. Теоретические особенности повышения эффективности нефтеизвлечения из карбонатных коллекторов Волго-Уральской провинции // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2020. № 4. С. 9–14.

налах малой протяженности и ширины. В целом, по восьми группам объектов наблюдается достоверная обратная зависимость между результативностью закачки НКЭ и количеству ступеней очистки ПЗП, особенно для объектов 6 и 7.

Выводы. Таким образом, с учетом сведений о проведенной интегральной оценке эффективности обработок нефтекислотными эмульсиями сделаны следующие выводы:

- использование метода главных компонент в совокупности с дискриминантным анализом позволяет осуществлять предварительную оценку релевантности геолого-промысловой информации и, при необходимости, учитывать вклад каждого из параметров в процент общей дисперсии;
- внедрение интегральной трехфакторной модели в процедуру определения наиболее оптимальных критериев, отражающих эффективность закачки нефтекислотных эмульсий, положительно зарекомендовало себя в связи с возможностью оперативной оценки группы параметров на предмет скрытых закономерностей;
- результаты комплексного анализа динамики выхода скважин на режим по 8 группам позволили установить наличие обратной взаимосвязи между количеством этапов нейтрализации раствора в призабойной зоне пласта и результативностью проведенных операций по закачке нефтекислотных эмульсий в пласт;
- при значительной неоднородности геологического строения объектов закачка рассматриваемого состава позволяет увеличить глубину проникновения агента в пласт за счет образования высокодисперсной и маловязкой структуры.

Adewunmi A.A., Solling T., Sultan A.S., et al. Emulsified acid systems for oil well stimulation: A review // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. № 208. P. 109569.

Ganeeva Y.M., Yusupova T.N., Barskaya E.E., et al. The composition of acid/oil interface in acid oil emulsions // *Petroleum Science*. 2020. № 17. P. 1345–1355.

Gilyazetdinov R.A., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V. An experimental approach to estimating the current oil recovery coefficient using a complex of stochastic and numerical computer modeling methods // *SOCAR Proceedings*. 2024. Special Issue № 1. P. 47–52.

Kuleshova L.S. On the need to apply a differentiated approach to the creation of a scientific and methodological base

for the use of artificial intelligence in solving development tasks // *SOCAR Proceedings*. 2024. № 3. P. 39–46.

Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V., Gilyazetdinov R.A. The role and significance of the tectonic-stratigraphic factor in the formation of the structural features of hydrocarbon deposits of the Volga-Ural oil and gas province // *Socar Proceedings*. 2024. № 1. P. 10–17.

Mukhametshin V.V., Gilyazetdinov R.A., Kuleshova L.S., et al. On the depth of identification of objects in the study of the influence of the density of the grid of wells on the degree of production of oil reserves // *SOCAR Proceedings*. 2024. Special Issue № 1. P. 26–31.

Статья поступила в редакцию 03.03.2024,
одобрена после рецензирования 12.03.2024,
принята к публикации 23.05.2025