

УДК 622.276

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫШЛЕННОГО ВНЕДРЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БЕСПОДХОДНЫХ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

Дерендяев Роман Алексеевич,
omgvood19@gmail.com

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»,
Россия, 614990, г. Пермь, ул. Ленина, 62.

Актуальность. Кислотные обработки являются одним из наиболее распространенных методов повышения продуктивности добывающих скважин, эксплуатирующих карбонатные отложения. Технология бесподходных кислотных обработок представляется как перспективная альтернатива стандартным обработкам призабойной зоны пласта. Традиционная обработка проводится с постановкой бригады капитального ремонта и занимает порядка 15 дней. С развитием бесподходных технологий и внедрением новых кислотных составов сокращается время обработки до пяти дней, что представляется экономически целесообразнее для предприятия-недропользователя. Промышленный опыт применения такого типа кислотных обработок на месторождениях Пермского края составляет более четырех лет. Однако в ряде случаев нельзя утверждать о наличии эффекта от проведения бесподходной обработки, а скорее об оптимизации работы глубинно-насосного оборудования. Необходим детальный анализ результатов промышленного внедрения и оценка дальнейших перспектив применения технологии бесподходных кислотных обработок.

Цель: анализ эффективности проведения кислотных обработок без постановки бригады капитального ремонта на карбонатных объектах нефтяных месторождений для эффективного подбора скважин-кандидатов.

Объект: карбонатные коллектора месторождений Пермского края.

Методы: геолого-промысловый анализ, факторный анализ, методы линейного дискриминантного анализа.

Результаты. На основании анализа промысловых данных с применением различных статистических методов подтверждена эффективность бесподходных технологий и оценена продолжительность эффекта после выполнения мероприятия, определены наиболее перспективные и наименее целесообразные объекты для продолжения проведения обработок. С помощью методик линейного дискриминантного анализа однозначно выделены группы эффективных и неэффективных скважино-операций. Актуализированы критерии для повышения качества подбора скважин-кандидатов для последующих геолого-технических мероприятий. По всей совокупности выборки сформирована статистическая модель для прогноза прироста дебита нефти после бесподходной обработки призабойной зоны в зависимости от комплекса определяющих геолого-технологических параметров. Для модели отмечена высокая сходимость с фактическими данными. Основываясь на полученных результатах, проведена оценка прироста дебита нефти исследуемым составом на скважинах-кандидатах: установлена высокая вероятность проведения эффективного мероприятия.

Ключевые слова:

Кислотное воздействие, обработка без бригады ремонта, кислотный состав, оценка эффективности, карбонатный коллектор, факторный анализ, дискриминантный анализ.

Введение

В период эксплуатации скважины происходит кольматация призабойной зоны пласта различными продуктами: смолистыми веществами, частицами горной породы, минеральными солями или парафином, следствием чего является ухудшение фильтрационных характеристик пласта в районе дренирования скважины [1–4]. Совокупность данных явлений приводит к тому, что происходит снижение продуктивности скважины. Наиболее распространенным методом интенсификации добычи нефти для повышения продуктивности скважины является кислотная обработка. Ее суть заключается в увеличении естественных пустот коллектора и создании новых фильтрационных каналов различной геометрии и направленности посредством растворения горной породы химическими агентами [5–8]. Технологическая реализация данной операции является наиболее простой в сравнении с другими методами, а также имеется большой опыт ее применения на нефтяных месторождениях России, в том числе на карбонатных объектах месторождений Пермского края [9–11]. Технология бесподходных кислотных обработок представляется как перспективная альтернатива

стандартным обработкам призабойной зоны пласта (ПЗП). Традиционная кислотная обработка проводится с постановкой бригады капитального ремонта (КРС) и занимает порядка 15 дней. С развитием бесподходных технологий и внедрением новых кислотных составов сокращается время обработки до пяти дней, что экономически целесообразно для предприятия-недропользователя. Закачка композиции осуществляется через затрубное пространство с последующим освоением погружным насосом на технологическую емкость. Кроме сокращения затрат на КРС и снижения недоборов при проведении геолого-технического мероприятия (ГТМ) отмечается снижение коррозионной активности кислоты и очистка ПЗП от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) [12].

Композиция, применяемая на месторождениях Пермского края для проведения бесподходной обработки призабойной зоны (ОПЗ), является гидрофобной углеводородной эмульсией: внешней фазой является жидкая углеводородная составляющая, а дисперсной фазой – соляная кислота [13–15].

Состав успешно протестирован на всех стадиях опытно-промышленных работ (ОПР) в 2017 г. и при-

нят в промышленное применение. Развитие технологии бесподходных кислотных обработок на добывающем фонде скважин месторождений Пермского края проводилось в 2 этапа: 2018–2019 и 2020–2021 гг. По результатам проведенных работ за первые два года приняты соответствующие решения для увеличения эффективности технологии, однако обобщение опыта использования данного состава для оценки целесообразности дальнейшего применения не проведено.

За четыре года промышленного применения проведено 59 скважино-операций на 21 месторождении. Прирост дебита нефти после обработки достаточно не постоянен, диапазон изменений от –3,3 до +6,7 т/сут. При первичном анализе исходной информации отмечено, что увеличение дебита по ряду скважин связано со снижением забойного давления: технологический режим работы глубинно-насосного оборудования (ГНО) после не соответствует режиму до ГТМ. Таким образом, в ряде ситуаций нельзя утверждать о наличии эффекта от проведения бесподходной ОПЗ, а скорее об оптимизации работы ГНО. Для оценки эффективности кислотных обработок привлечены статистические методы анализа, позволяющие выполнить детальный анализ результатов промышленного применения и оценить дальнейшие перспективы применения технологии бесподходных кислотных обработок.

Интегральный метод факторного анализа

Факторный анализ – метод исследования, который позволяет оценить влияние какого-либо аргумента, переменной на конечный результат функции. Данный вид анализа широко применяют в различных научных направлениях: в психометрии, психологии, социологии, статистике, экономике и других науках.

Имеется много способов для измерения взаимосвязи факторов, в основном используются следующие: способ абсолютных и процентных разниц, цепной подстановки, интегральный метод [16–20]. Указанные методы могут быть использованы с целью определения эффективности ГТМ. Однако стоит отметить, что данные способы не могут быть равнозначно применимы для оценки успешности операции. Решением задачи оценки успешности выполненного мероприятия будет являться определение перечня причин отсутствия прироста дебита нефти после проведенного мероприятия. В частности, изменение таких параметров, как, например, пластовое или забойное давление, обводненность и другие, может являться причиной несоответствия плановому дебиту нефти. С целью выбора способа для выполнения факторного анализа рассмотрены вышеперечисленные подходы.

В способе цепной подстановки оценка влияния переменных может быть рассчитана в зависимости от того, какой параметр будет оцениваться первоначально.

$$\Delta Q_{н.ж} = (Q_{ж_2} - Q_{ж_1}) \cdot (1 - W_1),$$

$$\Delta Q_{н.в} = Q_{ж_2} \cdot (W_1 - W_2).$$

В качестве недостатка данного метода можно отметить взаимосвязь результата с последовательностью подстановки исследуемых факторов.

Аналогичный алгоритм расчета имеет способ процентных разниц, с тем лишь отличием, что оценка производится в относительных величинах. Расчеты выполняются по указанным ниже формулам:

$$\Delta Q_{н.ж} = \frac{Q_{н_1} \cdot (Q_{ж_2} - Q_{ж_1})}{Q_{ж_1}},$$

$$\Delta Q_{н.в} = \frac{(Q_{н_1} - \Delta Q_{н.ж}) \cdot (W_1 - W_2)}{1 - W_1}.$$

Способы цепных подстановок и процентных разниц характеризуются недостатком. Данные алгоритмы базируются на методе элиминирования, сущность которого заключается в определении влияния только одного конкретного фактора на целевую переменную, исключая взаимосвязанное, обобщенное воздействие всех других рассматриваемых переменных. Таким образом, оставшийся неразложенный остаток от совокупного взаимодействия исследуемых параметров увеличивает долю влияния последнего рассчитываемого фактора.

Более объективный анализ может быть выполнен с помощью интегрального метода. Данный метод позволяет достигнуть полного разложения конечного показателя по факторам и получить более достоверные результаты по сравнению с альтернативными способами, поскольку конечный остаток от разложения целевой переменной не корректирует величину влияния какого-либо параметра, а распределяется равномерно между всеми исследуемыми.

Влияние факторов может быть направлено как в положительную, так и в отрицательную сторону. Поэтому интегральный метод базируется на операции дифференцирования, то есть на бесконечно малых интервалах производится определение изменений целевого параметра, которые в дальнейшем суммируются. Для решения практических задач, ввиду наличия определенных трудностей по вычислению некоторых интегральных функций, используют следующие формулы:

$$\Delta Q_{н.ж} = (Q_{ж_2} - Q_{ж_1}) \cdot \left(1 - \frac{W_1 + W_2}{2}\right),$$

$$\Delta Q_{н.в} = \left(\frac{Q_{ж_1} + Q_{ж_2}}{2}\right) \cdot (W_1 - W_2),$$

где $\Delta Q_{н.ж}$ – прирост (снижение) дебита нефти вследствие увеличения (снижения) дебита жидкости; $\Delta Q_{н.в}$ – прирост (снижение) дебита нефти вследствие увеличения (снижения) обводненности добываемой продукции; Q_1, Q_2 – дебит жидкости до и после ГТМ; W_1, W_2 – обводненность добываемой продукции до и после ГТМ.

С целью оценки прироста (снижения) дебита нефти по причине улучшения (ухудшения) энергетического состояния и фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта применяются формулы, аналогичные выше представленным:

$$\Delta Q_{н.пл} = \left(\frac{K_{прод_2} + K_{прод_1}}{2}\right) \cdot (P_{пл_2} - P_{пл_1}) \times$$

$$\times \left(1 - \frac{W_1 + W_2}{2}\right),$$

$$\Delta Q_{н.Рзаб} = \left(\frac{K_{прод2} + K_{прод1}}{2} \right) \cdot (P_{заб2} - P_{заб1}) \times \left(1 - \frac{W_1 + W_2}{2} \right),$$

$$\Delta Q_{н.Кпрод} = \left(\frac{P_{пл2} + P_{пл1}}{2} - \frac{P_{заб2} + P_{заб1}}{2} \right) \times (K_{прод2} - K_{прод1}) \cdot \left(1 - \frac{W_1 + W_2}{2} \right),$$

где $\Delta Q_{н.Рпл}$ – прирост (снижение) дебита нефти вследствие увеличения (снижения) пластового давления; $\Delta Q_{н.Рзаб}$ – прирост (снижение) дебита нефти вследствие увеличения (снижения) забойного давления; $\Delta Q_{н.Кпрод}$ – прирост (снижение) дебита нефти вследствие увеличения (снижения) коэффициента продуктивности; $P_{пл1}$, $P_{пл2}$ – пластовое давление до и после ГТМ; $P_{заб1}$, $P_{заб2}$ – забойное давление до и после ГТМ; $K_{прод1}$, $K_{прод2}$ – коэффициент продуктивности до и после ГТМ.

Таким образом, функция, используемая в расчетах при выполнении интегрального факторного анализа, имеет следующий вид:

$$\Delta Q_n = f(\Delta Q_{н.Кпрод}, \Delta Q_{н.Рзаб}, \Delta Q_{н.Рпл}, \Delta Q_{н.W}, \Delta Q_{н.F*}),$$

где ΔQ_n – фактическое изменение дебита нефти по данным замеров; $\Delta Q_{н.F*}$ – прирост (снижение) дебита нефти вследствие влияния всей совокупности параметров.

Обобщенный итог выполненного факторного анализа по 59 скважино-операциям представлен в табл. 1. На основании полученных результатов эффективность проведенных операций по технологии бесподходных кислотных обработок подтверждается: средний прирост дебита нефти обусловлен

улучшением фильтрационно-емкостных свойств ПЗП (рост коэффициента продуктивности), который составляет 2 т/сут. Фактический технологический прирост дебита нефти коррелирует с данным параметром, коэффициент корреляции Пирсона составляет 0,86 (рис. 1). В качестве основных причин, обуславливающих несоответствие расчетного прироста дебита нефти (+2 т/сут) его фактическому изменению после ГТМ (+1,6 т/сут), стоит отметить, во-первых, рост обводненности добываемой продукции, так как представленная технология не обладает свойствами селективности и воздействие осуществляется в основном на высокопроницаемые пропластки, что, в свою очередь, возможно, и приводит к прорывам воды. Во-вторых, технологический режим работы ГНО после ГТМ не соответствует режиму до обработки, что является причиной роста забойного давления и меньших отборов после ГТМ.

Таблица 1. Обобщенные результаты интегрального факторного анализа

Table 1. Generalized results of integral factor analysis

| Параметр/Parameter | ΔQ_n | $\Delta Q_{н.Кп}$ | $\Delta Q_{н.Р}$ | $\Delta Q_{н.П}$ | $\Delta Q_{н.W}$ | $\Delta Q_{н.F}$ |
|---|--------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Корреляция с фактическим приростом, д. ед. Correlation with actual growth, d. ed. | 1,0 | 0,86 | -0,25 | -0,07 | 0,18 | 0,13 |
| Среднее значение Mean | 1,6 | 2,0 | -0,2 | 0,0 | -0,3 | 0,1 |
| Минимальное значение Minimum | -3,3 | -4,9 | -8,4 | 0,0 | -1,9 | -0,7 |
| Максимальное значение Maximum | 15,1 | 17,2 | 5,5 | 2,9 | 0,7 | 0,9 |

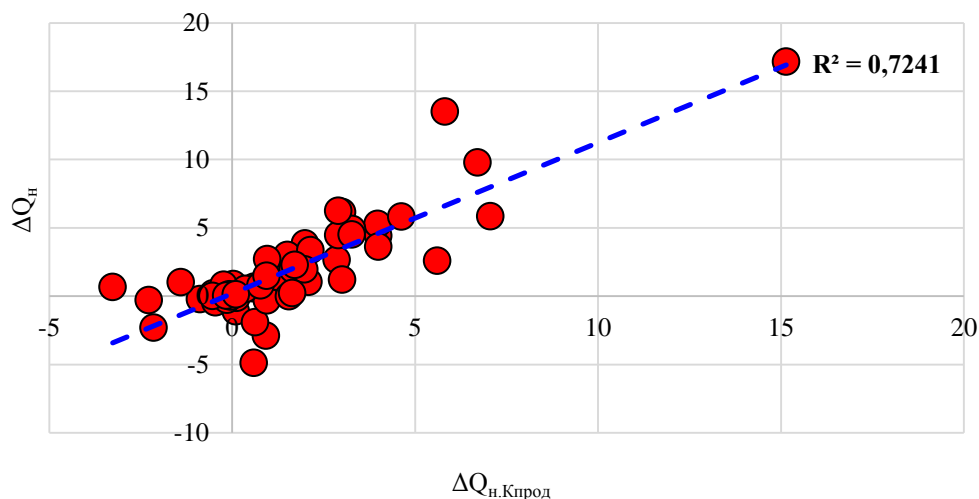


Рис. 1. Корреляционное поле зависимости фактического прироста дебита нефти от прироста дебита нефти вследствие изменения коэффициента продуктивности

Fig. 1. Correlation field of the dependence of the actual increase in oil production rate on the increase in oil production rate due to a change in the productivity factor

Для определения продолжительности эффекта аналогично методом интегрального факторного анализа проведена оценка прироста дебита нефти после бесподходной кислотной обработки на временной срез за скользящий год (табл. 2). На основании таблицы видно,

что основной эффект отмечается в период от 6 до 12 месяцев, что в целом соответствует продолжительности эффекта от стандартной операции ОПЗ. Также стоит отметить, что через год после выполнения операции отмечается незначительный эффект (+0,9 т/сут).

Таблица 2. Результаты интегрального факторного анализа в динамике за скользящий год

Table 2. Results of integral factor analysis in dynamics for a moving year

| Параметр Parameter | $\Delta Q_{н.Кпрод}$ через/ $\Delta Q_{н.Кпрод}$ in | | | |
|--|---|----------------------|-----------------------|-------------------------|
| | 1 месяц 1 month | 3 месяца 3 months | 6 месяцев 6 months | 12 месяцев 12 months |
| Количество ОПЗ, ед. Number of operations, ed. | 59 | 49 | 39 | 31 |
| Среднее значение/Mean | 2,0 | 1,9 | 1,8 | 0,9 |
| Минимальное значение Minimum | -4,9 | -4,5 | -5,6 | -4,4 |
| Максимальное значение Maximum | 17,2 | 17,5 | 18,3 | 5,0 |

Для дальнейшего анализа проведено условное разделение на три группы по эффективности на основании определенного прироста дебита нефти от изменения коэффициента продуктивности (табл. 3).

Во временном разрезе отмечается увеличение эффективности бесподходных ОПЗ (рис. 2). Данный факт обусловлен тем, что развитие технологии кислотных обработок без постановки бригады ремонта на добывающем фонде скважин ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проводилось в два этапа: 2018–2019 и 2020–2021 гг. При сопоставлении данных двух периодов отмечено четкое разделение по величине средней эффективности от обработки.

В разрезе объектов разработки месторождений отмечается, что наибольшее количество эффективных операций проведено по пластам Бш. Наиболее высокоэффективные операции – по пластам Фм (рис. 3).

Таблица 3. Разделение общей выборки на группы по эффективности проведенных операций

Table 3. Dividing the general sample into groups according to the effectiveness of the operations performed

| Параметр Parameter | Группа/Group | | | Итого Total |
|--|-------------------------------|--|---------------------------|----------------|
| | Неэффективно Not effective | Низкая эффективность Low efficiency | Эффективно Effectively | |
| Прирост дебита нефти после ОПЗ $\Delta Q_{н.Кпрод}$, т/сут Increase in oil production after surgery $\Delta Q_{н.Кпрод}$, t/day | <0 | 0–2 | >2 | |
| Кол-во скв.-опер., ед Number of operations, ed. | 15 | 24 | 20 | 59 |
| Среднее значение $\Delta Q_{н.}$, т/сут Mean $\Delta Q_{н.}$, t/day | -0,8 | 1,0 | 4,6 | 1,6 |
| Среднее значение $\Delta Q_{н.Кпрод}$, т/сут Mean $\Delta Q_{н.Кпрод}$, t/day | -1,0 | 0,8 | 5,6 | 2,0 |

Для определения потенциальных объектов разработки для проведения мероприятий выполнен анализ месторождений с наибольшим количеством скважино-операций по технологии бесподходной ОПЗ (рис. 4). По результатам анализа выделены наиболее перспективные залежи месторождений, на которых проведение кислотных обработок представляется целесообразным ввиду наличия минимально достаточного количества проведенных операций и получения высокого прироста дебита нефти.

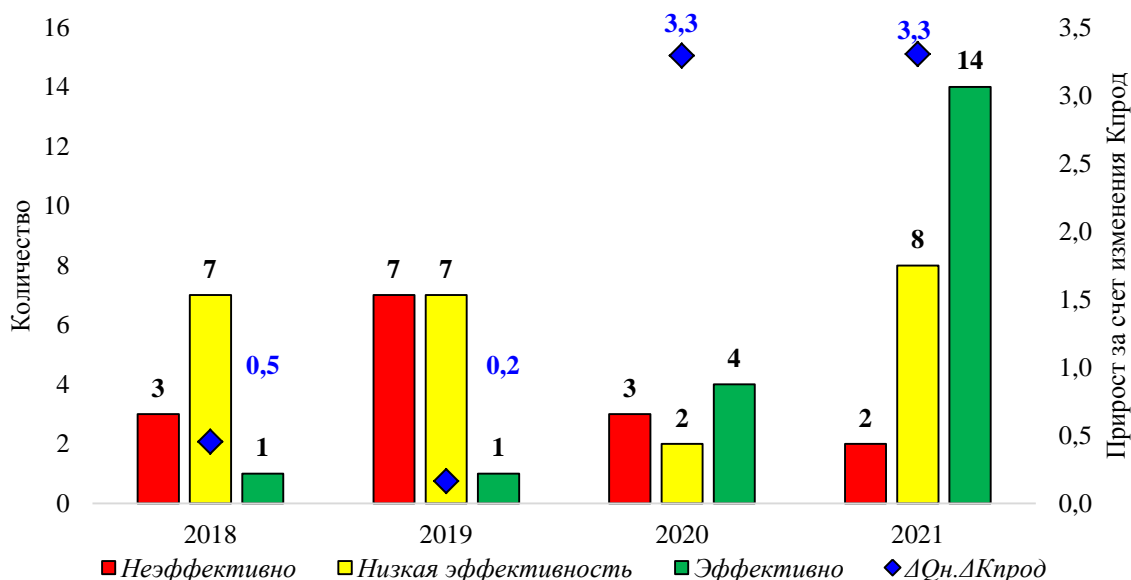


Рис. 2. Сравнение эффективности кислотных обработок без бригады ремонта во временном разрезе

Fig. 2. Comparison of the effectiveness of acid treatments without workover crew over time

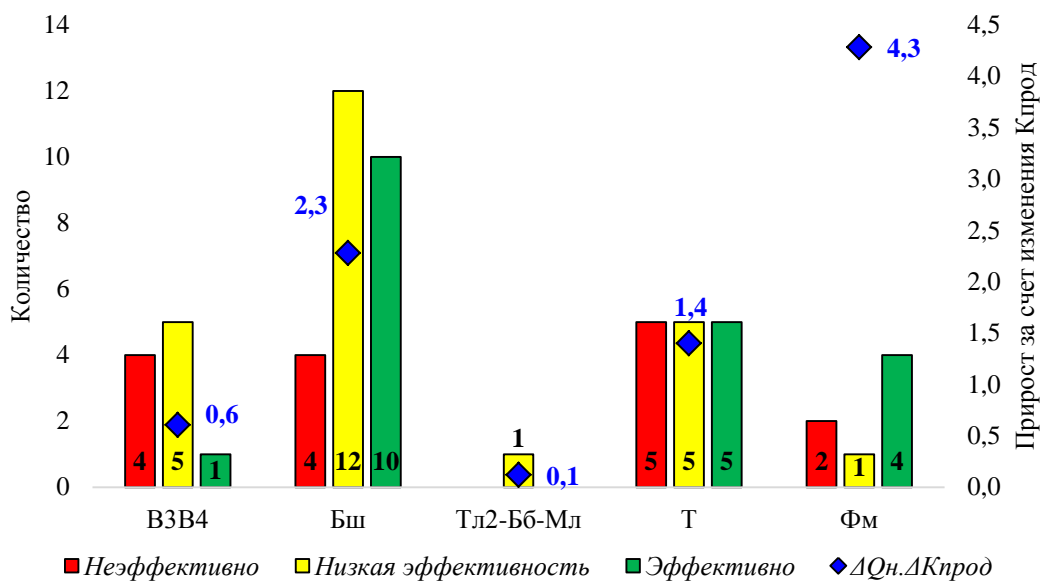
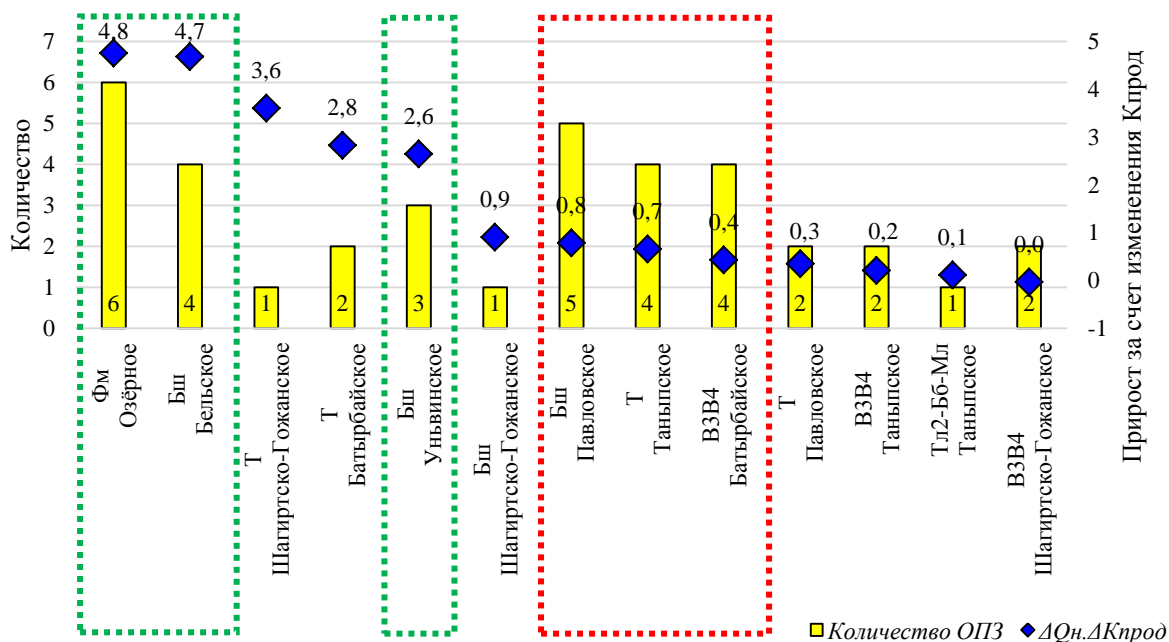


Рис. 3. Сравнение эффективности кислотных обработок без бригады ремонта по пластам

Fig. 3. Comparison of the effectiveness of acid treatments without workover crew over layers



Примечание: Высокая эффективность/Низкая эффективность

Note: High efficiency/Low efficiency

Рис. 4. Сравнение эффективности кислотных обработок без бригады ремонта в разрезе объектов разработки

Fig. 4. Comparison of the effectiveness of acid treatments without workover crew in the context of development objects

Статистический анализ для повышения качества подбора скважин-кандидатов

С целью увеличения эффективности ГТМ необходим качественный подбор скважин-кандидатов, корректный прогноз потенциального прироста дебита нефти для последующей оценки экономической эффективности. В целом на эффективность технологии бесподходной ОПЗ на карбонатном коллекторе влияет множество различных параметров, в частности технологические, технические и геологические факторы. Стоит отметить, что не всегда представляется возможным определить с достаточной степенью точ-

ности зависимость какого-либо показателя от другого. Для определения влияющих факторов и последующего формирования критериев для качественного выбора скважин привлечены геолого-физические и технологические показатели (всего 34 параметра), которые теоретически могут оказать влияние на результат бесподходной кислотной обработки, в частности, такие как технологические параметры работы скважины до ГТМ, наработка и глубина спуска глубинно-насосного оборудования, энергетическое состояние в районе дренирования скважины и ряд других.

Линейный дискриминантный анализ представляет собой раздел многомерного статистического анализа для поиска линейной комбинации признаков, описывающих различия двух и более классов или событий [21–25].

В ходе выполнения работы для проведения дискриминантного анализа использовались модули «Traditional discriminant analysis» и «General discriminant analysis», реализованные в программном комплексе Statistica 10. Модели в данных модулях представляются линейными, а дискриминантные функции и функции классификации – линейными уравнениями анализируемых величин.

На основании данного метода путем стандартного и пошагового включения всех привлеченных пара-

метров однозначно удалось выявить группу эффективных обработок. Для последующего анализа и выделения наиболее значащих факторов выполнено условное разделение выборки на две группы. К первой группе отнесены неэффективные обработки с приростом менее 2 т/сут (выборка составила 39 значений), ко второй группе – обработки, признанные эффективными, – прирост более 2 т/сут (20 значений). Для сравнения и оценки средних значений между данными группами по количественным (непрерывным) параметрам использован статистический U-критерий Манна–Уитни. Результаты сопоставления групп представлены в табл. 4. На основании приведенной таблицы видно, что 13 параметров являются статистически значимыми ($p\text{-value} < 0,05$).

Таблица 4. Сравнение средних значений параметров по U-критерию Манна–Уитни

Table 4. Comparison of the mean values of the parameters by the Mann–Whitney U-test

| Параметр Parameter | Среднее Average | | Сумма рангов Sum of ranks | | U | p-value |
|--|------------------------|------------------------|------------------------------|------------------------|-----|---------|
| | по гр. 1 in group 1 | по гр. 2 in group 2 | по гр. 1 in group 1 | по гр. 2 in group 2 | | |
| Объем кислотного состава, м ³ Volume of acid composition, m ³ | 19,5 | 28,1 | 714 | 772 | 84 | 0,00 |
| Объем технической воды, м ³ Technical water volume, m ³ | 13,9 | 22,5 | 746 | 739 | 116 | 0,00 |
| Обводненность, % Water cut, % | 19,3 | 7,6 | 1148 | 337 | 147 | 0,00 |
| Перфорированная нефтенасыщенная толщина, м Perforated oil pay thickness, m | 4,5 | 25,2 | 779 | 706 | 149 | 0,00 |
| Кол-во нефтенасыщенных пропластков, ед. Number of oil-saturated layers, unit | 5,2 | 14,7 | 792 | 694 | 162 | 0,00 |
| Дебит жидкости, м ³ /сут Liquid flow rate, m ³ /day | 4,9 | 10,4 | 802 | 683 | 172 | 0,00 |
| Забойное давление, МПа Bottom hole pressure, MPa | 3,3 | 5,2 | 804 | 681 | 174 | 0,00 |
| Время выдержки состава в пласте, ч Holding time of the composition in the reservoir, h | 8,8 | 4,4 | 1121 | 364 | 174 | 0,00 |
| Проницаемость призабойной зоны пласта, мкм ² Permeability bottomhole formation zone, mkm ² | 0,1 | 0,0 | 1114 | 372 | 182 | 0,01 |
| Проницаемость удаленной зоны пласта, мкм ² Permeability of the remote formation zone, mkm ² | 0,1 | 0,0 | 1105 | 380 | 190 | 0,01 |
| $P_{\text{пл.тек}}/P_{\text{пл.нач}}$ $P_{\text{reservoir.current}}/P_{\text{reservoir.init}}$ | 0,8 | 0,6 | 1102 | 383 | 193 | 0,01 |
| $P_{\text{пл.тек}}/P_{\text{нас}}$ $P_{\text{reservoir.current}}/P_{\text{saturation}}$ | 1,1 | 0,9 | 1073 | 412 | 222 | 0,05 |
| Наработка глубинно-насосного оборудования, сут Operating time of downhole pumping equipment, days | 1412,0 | 681,3 | 1072 | 413 | 223 | 0,05 |
| Удельный объем состава, м ³ /м Specific volume of the composition, m ³ /m | 5,1 | 3,5 | 1063 | 422 | 232 | 0,07 |
| $P_{\text{заб.тек}}/P_{\text{пл.тек}}$ $P_{\text{bottomhole.current}}/P_{\text{reservoir.current}}$ | 0,3 | 0,5 | 868 | 617 | 238 | 0,09 |
| Пластовое давление, МПа Reservoir pressure, MPa | 9,7 | 10,1 | 889 | 596 | 259 | 0,19 |
| Коэффициент продуктивности, м ³ /сут/МПа Productivity coefficient, m ³ /day/MPa | 2,7 | 3,9 | 916 | 569 | 286 | 0,40 |
| Депрессия, МПа Depression, MPa | 6,4 | 4,9 | 1007 | 478 | 288 | 0,43 |
| $P_{\text{заб.тек}}/P_{\text{нас}}$ $P_{\text{bottomhole.current}}/P_{\text{saturation}}$ | 0,4 | 0,4 | 924 | 561 | 294 | 0,49 |
| Максимальное давление закачки технической воды, МПа Maximum pressure of process water injection, MPa | 0,1 | 0,1 | 928 | 557 | 298 | 0,54 |
| Скин-фактор, ед. Skin factor, units | -2,2 | -2,4 | 930 | 555 | 300 | 0,56 |
| $P_{\text{заб.тек}}/P_{\text{пл.нач}}$ $P_{\text{bottomhole.current}}/P_{\text{reservoir.saturation}}$ | 0,3 | 0,3 | 938 | 547 | 308 | 0,66 |
| Максимальное давление закачки кислоты, МПа Maximum pressure of acid injection, MPa | 0,2 | 0,2 | 986 | 499 | 309 | 0,68 |

С целью актуализации критериев для корректного подбора скважин-кандидатов выполнен анализ влияния количественных (непрерывных) переменных на

эффективность бесподходной ОПЗ с помощью построения корреляционных и блочных диаграмм по выделенным 13 параметрам (рис. 5).

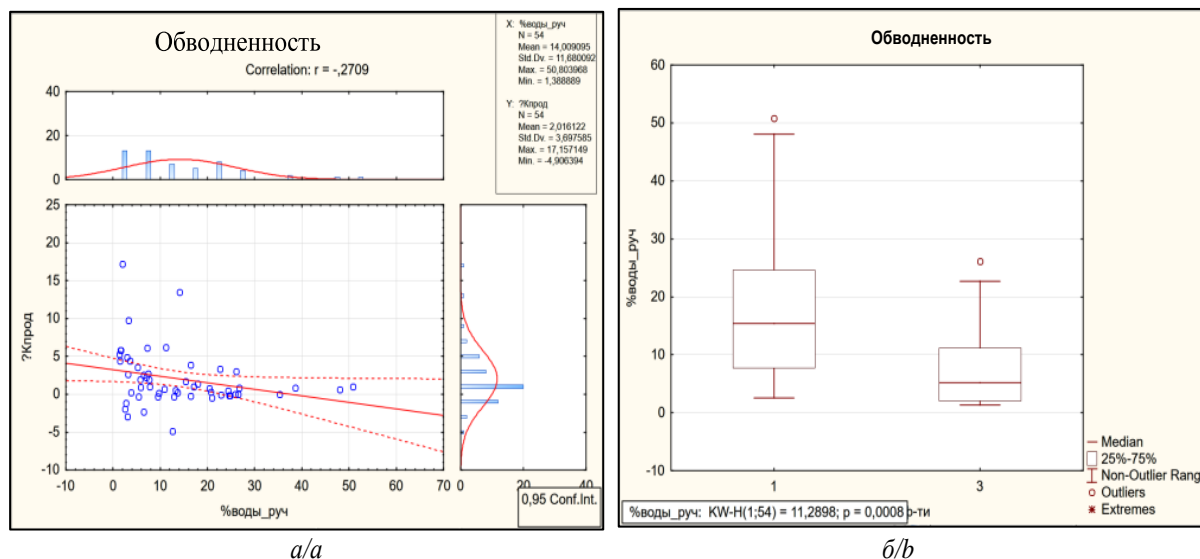


Рис. 5. Пример построения зависимостей по параметру «Обводненность до геолого-технического мероприятия»: а) корреляционное поле $\Delta Q_{н.к.прод} - W_1$; б) блочная диаграмма по группе эффективности 1 и 2

Fig. 5. Example of constructing dependencies for the parameter «Water cut before geological and technical measures»: а) correlation field $\Delta Q_{н.к.прод} - W_1$; б) block diagram for efficiency groups 1 and 2

По результатам интерпретации данных зависимостей определены диапазоны значений параметров, позволяющих получить большую вероятность успешного проведения мероприятия, на основании которых сформированы критерии эффективности (табл. 5).

Таблица 5. Актуализированные критерии для подбора скважин-кандидатов для технологии бесподходных кислотных обработок

Table 5. Up-to-date criteria for selection of candidate wells for acid treatments without workover crew

| Параметр Parameter | Значение Value |
|--|------------------------|
| Объем кислотного состава, м ³ Volume of acid composition, m ³ | >25 м ³ |
| Наработка глубинно-насосного оборудования, сут Operating time of downhole pumping equipment, days | <530 сут |
| Обводненность/Water cut, % | <10–11 % |
| $P_{пл.тек}/P_{нац}/P_{reservoir.current}/P_{saturation}$ | 0,6–0,9 |
| Дебит жидкости, м ³ /сут/Liquid flow rate, m ³ /day | >8 м ³ /сут |
| Время выдержки состава в пласте, ч/ Holding time of the composition in the reservoir, h | 4 ч |
| Перфорированная нефтенасыщенная толщина, м Perforated oil pay thickness, m | >7 м |

Далее проведена оценка влияния категориальных переменных на эффективность ОПЗ: в частности, оценивались такие факторы, как опыт ранее проведенных ГТМ (ОПЗ, радиальное бурение, гидравлический разрыв пласта), наличие осложнений по скважине (АСПО, соли, высоковязкие эмульсии), тип технологии проведения закачки кислотного состава (с буферной ингибирующей пачкой или без), способ

эксплуатации. На основании анализа установлено, что

- влияние осложнений на эффективность технологии минимально или отсутствует;
- применение технологии на скважинах, эксплуатируемых установками электроцентробежных насосов, позволяет получить больший эффект от последующего ОПЗ;
- проведение закачки буферной ингибирующей пачки перед кислотным составом снижает эффект от последующего ОПЗ;
- проведенные ранее ГТМ на скважинах не влияют или снижают эффект от последующего ОПЗ.

По результатам использования алгоритма пошагового включения в модель отобраны пять количественных (непрерывных) факторов, являющихся статистически отличными по группам эффективности на основании U-критерия Манна–Уитни (табл. 6).

Параметр лямбды Уилкса представляет собой критерий, применяемый для оценки средних значений и показывающий значимы ли различия данных величин в рассматриваемых группах. Параметр частной лямбды характеризует единичный вклад конкретной переменной в разделительную силу сформированной модели. Толерантность – параметр, определяемый как $(1-R^2)$, где R^2 – доля дисперсии зависимой переменной, объясняемая сформированной моделью: чем больше величина толерантности, тем более высокую ценность имеет текущая переменная, учтенная в модели [26–31]. Все факторы, оставшиеся по итогам анализа, характеризуются высоким значением толерантности.

Таблица 6. Результаты линейного дискриминантного анализа по категориальным (непрерывным) переменным

Table 6. Results of linear discriminant analysis for categorical (continuous) variables

| Параметр/Parameter | Лямбда Уилкса Wilks' lambda | Частная лямбда Partial Lambda | p-value | Толерантность Tolerance |
|--|-----------------------------|-------------------------------|---------|-------------------------|
| Объем кислотного состава, м ³ Volume of acid composition, m ³ | 0,71 | 0,71 | 0,00 | 0,83 |
| Наработка глубинно-насосного оборудования, сут Operating time of downhole pumping equipment, days | 0,53 | 0,95 | 0,11 | 0,91 |
| Обводненность, % Water cut, % | 0,54 | 0,94 | 0,09 | 0,84 |
| $P_{пл.тек}/P_{нас}$ $P_{reservoir_current}/P_{saturation}$ | 0,52 | 0,96 | 0,19 | 0,73 |
| Дебит жидкости, м ³ /сут Liquid flow rate, m ³ /day | 0,52 | 0,97 | 0,22 | 0,88 |

Таким образом, по результатам выполнения линейного дискриминантного анализа получены значения: параметр лямбды Уилкса – 0,396; канонический параметр коэффициента корреляции Пирсона – 0,78;

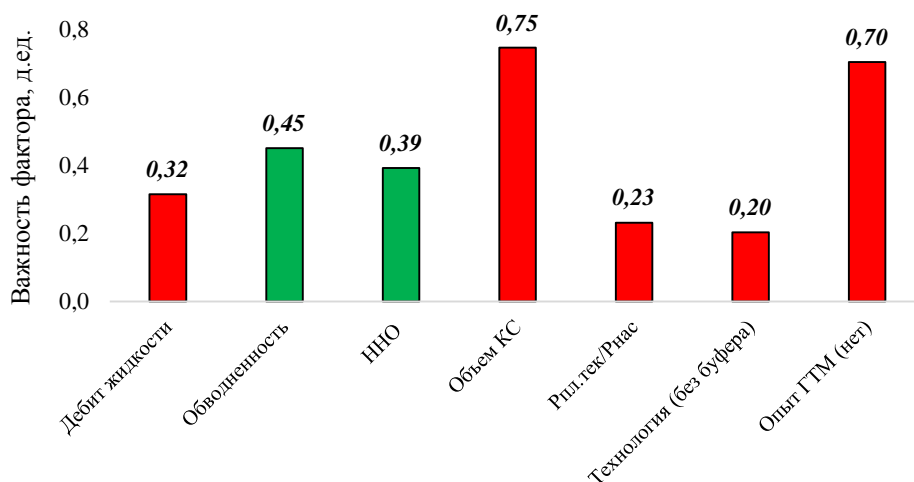


Рис. 6. Относительное влияние факторов, вошедших в итоговую модель классификации
Fig. 6. Relative influence of the factors included in the final classification model

Функции классификации для рассмотренных групп 1, 2 (прирост дебита нефти менее и более 2 т/сут соответственно) имеют следующий вид:

$$F(\text{гр. 1}) = -21,70 + 0,48Q_{ж} + 0,134W + 1,90 \cdot 10^{-3} \text{ННО} + 1,04V_{КС} + 13,58 \frac{P_{пл.тек}}{P_{нас}} + 0,30[\text{без буферной пачки}] + 0,81[\text{нет ГТМ}];$$

$$F(\text{гр. 2}) = -32,64 + 0,64Q_{ж} + 0,027W + 6,27 \cdot 10^{-4} \text{ННО} + 1,38V_{КС} + 15,15 \frac{P_{пл.тек}}{P_{нас}} + 0,98[\text{без буферной пачки}] + 2,96[\text{нет ГТМ}],$$

p-уровень значимости – менее 0,00001. В целом построенный классификатор является статистически значимым и может быть использован для дальнейшей работы. Точность классификатора, согласно представленной матрице ошибок (табл. 7), составляет порядка 89 %. Отмечено, что наибольший вклад в вероятность отнесения наблюдения (скважины-кандидата) к группе 1 оказывают такие параметры, как увеличение обводненности и наработки глубинно-насосного оборудования (рис. 6).

Таблица 7. Матрица ошибок при тестировании классификатора успешности по результатам линейного дискриминантного анализа

Table 7. Matrix of errors when testing the success classifier with the results of linear discriminant analysis

| $\Delta Q_{н.к.прод}$ | | % точности классификатора % of classifier accuracy | Группа эффективности. Прогноз Efficiency group. Forecast | |
|--|--------------------|---|---|--------------------|
| | | | <2 т/сут/ t/day | >2 т/сут/ t/day |
| Группа эффективности. Факт Efficiency group. Fact | <2 т/сут/ t/day | 91,43 | 32 | 3 |
| | >2 т/сут/ t/day | 84,21 | 3 | 16 |
| Всего/Total | | 88,89 | 35 | 19 |

где $Q_{ж}$ – дебит жидкости до ГТМ, м³/сут; W – обводненность добываемой продукции до ГТМ, %; ННО – наработка глубинно-насосного оборудования на дату проведения ГТМ, сут; $V_{КС}$ – объем кислотного состава, закачанного при ОПЗ, м³; $P_{пл.тек}/P_{нас}$ – отношение текущего пластового давления к давлению насыщения, д. ед.

Для перехода к вероятностной оценке возможности проведения на скважине потенциального мероприятия необходимо использовать следующую функцию:

$$Z = 3,69 - 0,06Q_{\text{ж}} + 0,04W + 0,5 \cdot 10^{-3} \text{HNO} - \\ - 0,14V_{\text{КС}} - 0,62 \frac{P_{\text{пл.тек}}}{P_{\text{нас}}} - 0,27[\text{без буферной пачки}] \\ - 0,85[\text{нет ГТМ}].$$

На основании представленной линейной дискриминантной функции Z возможен переход к вероятностной функции для оценки возможности проведения на скважине потенциального мероприятия (рис. 7).

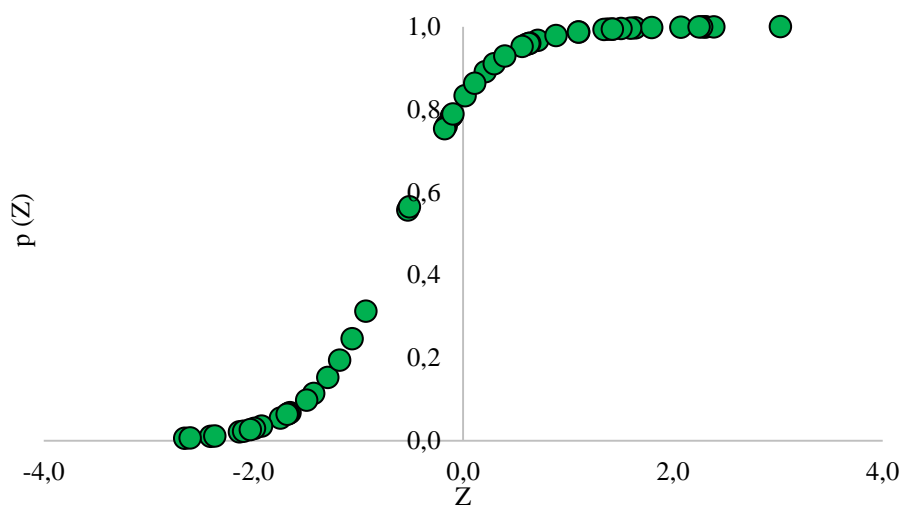


Рис. 7. Вероятностная функция распределения для группы 1 по результатам линейного дискриминантного анализа
Fig. 7. Probability distribution function for group 1 based on the results of linear discriminant analysis

По данным уравнениям выполнен расчет значений функций Z , определена апостериорная оценка эффективности потенциального ГТМ по технологии бесподходной ОПЗ на скважинах-кандидатах. Так, например, при прогнозировании скважин № 13 и № 205 при планируемом объеме закачки кислоты 30 м^3 средняя вероятность успешной реализации (получение прироста дебита нефти более 2 т/сут) составила более 90% , что является достаточно высокой величиной. Проведение мероприятия на данных скважинах представляется целесообразным.

Заключение

Технология бесподходных кислотных обработок представляется как перспективная альтернатива стандартным обработкам призабойной зоны пласта. Промышленный опыт применения такого типа кислотных обработок на месторождениях Пермского края составляет более четырех лет. С помощью статистических методов выполнен анализ результатов промышленного внедрения и оценка дальнейших перспектив применения технологии бесподходных кислотных обработок. Подтверждена эффективность бесподходных технологий, и оценена продолжительность эф-

фекта после выполнения мероприятия, определены наиболее перспективные и наименее целесообразные объекты месторождений для продолжения проведения обработок. С помощью методик линейного дискриминантного анализа удалось однозначно определить группу эффективных и неэффективных скважино-операций, при сравнении которых выявлены статистически значимые факторы, позволяющие повысить вероятность отнесения скважины-кандидата к определенной группе. Актуализированы критерии для повышения качества подбора скважин-кандидатов для последующих геолого-технических мероприятий. По всей совокупности выборки сформирована статистическая модель, использование которой возможно для определения потенциального прироста дебита нефти после проведения бесподходной обработки призабойной зоны. Для модели отмечена высокая сходимость с фактическими данными. Основываясь на полученных результатах, проведена оценка прироста дебита нефти исследуемым составом на скважинах-кандидатах: установлена высокая вероятность проведения эффективного мероприятия.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Новиков В.А., Мартюшев Д.А. Опыт применения кислотных составов в карбонатных отложениях нефтяных месторождений Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20. – № 1. – С. 72–87. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.7
- Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks / Piyang Liu, Jun Yao, Gary Douglas Couples, Jingsheng Ma, Hai Sun // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 154. – P. 284–301.
- Мартюшев Д.А., Новиков В.А. Совершенствование кислотных обработок в коллекторах, характеризующихся различной карбонатностью (на примере нефтяных месторождений Пермского края) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 9. – С. 7–17. URL: <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/9/2800> (дата обращения 15.12.2021).
- Kameda T., Tochinai M., Yoshioka T. Treatment of hydrochloric acid using Mg-Al layered double hydroxide intercalated with carbonate // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. – 2016. – V. 39. – P. 21–26. DOI: 10.1016/j.jiec.2016.04.018.

5. Garrouch A.A., Jennings A.R. A contemporary approach to carbonate matrix acidizing // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – V. 158. – P. 129–143. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.08.045.
6. Experimental study of the influence of the content of calcite and dolomite in the rock on the efficiency of acid treatment // D.A. Martyushev, S.K. Govindarajan, Yingwen Li, Yongfei Yang // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – 109770. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109770> (дата обращения 15.12.2021).
7. Fredd C.N., Fogler H.S. Alternative stimulation fluids and their impact on carbonate acidizing // *Society of Petroleum Engineers Journal*. – 1998. – V. 3. – P. 34–41. DOI: 10.2118/31074-MS.
8. Fogler H.S., Lund K., McCune C.C. Acidization-III. The kinetics of the dissolution of sodium and potassium feldspar in HF/HCl mixtures // *Chemical Engineering Science*. – 1975. – V. 30. – P. 1325–1332. DOI: 10.1016/0009-2509(75)85061-5.
9. Fredd C.N., Fogler H.S. The kinetics of calcite dissolution in acetic acid solutions // *Chemical Engineering Science*. – 1998. – V. 53. – Iss. 22. – P. 38–63. DOI: 10.1016/S0009-2509(98)00192-4.
10. Новиков В.А., Мартюшев Д.А. К вопросу повышения эффективности кислотных обработок терригенных коллекторов // *Нефтепромысловое дело*. – 2020. – № 1. – С. 36–40.
11. Towards a better understanding of wormhole propagation in carbonate rocks: linear vs. radial acid injection / X. Qiu, G. Aidagulov, M. Ghommem, E. Edelman et al. // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – V. 171. – P. 570–583. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.07.075.
12. Ituen E., Mkpene V., Dan E. Surface protection of steel in oil well acidizing fluids using L-thanine-based corrosion inhibitor formulations: experimental and theoretical evaluation // *Surfaces and Interfaces*. – 2019. – V. 16. – P. 29–42. DOI: 10.1016/j.surfin.2019.04.006.
13. Martyushev D.A., Vinogradov J. Development and application of a double action acidic emulsion for improved oil well performance: laboratory tests and field trials // *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. – 2021. – V. 612. – P. 125998. URL: <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2020.125998> (дата обращения 15.12.2021).
14. Prospective acid microemulsions development for matrix acidizing petroleum reservoirs / R.T.R. Carvalho, P.F. Oliveira, L.C.M. Palermo, A.A.G. Ferreira et al. // *Fuel*. – 2019. – V. 238. – P. 75–85. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.10.003.
15. Shirazi M.M., Ayatollahi S. Damage evaluation of acid-oil emulsion and asphaltic sludge formation caused by acidizing of asphaltic oil reservoir // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 174. – P. 880–890.
16. Факторный анализ успешности геолого-технических мероприятий как инструмент повышения качества геолого-гидродинамических моделей / М.В. Наугольников, Е.В. Растегаева, Р.З. Зулькарниев, Р.Н. Асмандияров // *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*. – 2019. – № 1 (11). – С. 34–38.
17. Савицкая Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятий. – Минск: ООО «Новое издание», 2002. – 704 с.
18. Усовершенствованный подход к проведению блочно-факторного анализа разработки / О.Ю. Савельев, А.А. Бородкин, М.В. Наугольников, Д.В. Шуваев, И.Ф. Талипов, Ф.В. Гришко // *Нефтяное хозяйство*. – 2014. – № 10. – С. 74–77.
19. Филатов Е.А. Использование интегрального метода для анализа эффективности инвестиционной деятельности на примере пятифакторной модели // *Вестник Иркутского государственного технического университета*. – 2014. – № 4 (87). – С. 220–224.
20. Филатов Е.А., Дыкусова И.Г. Детерминированный факторный анализ финансовой рентабельности инновационной компании // *Baikal Research Journal*. – 2013 – № 5. – С. 8–17.
21. Реннер А.Г., Чудинова О.С. Параметрический дискриминантный анализ в пакетах Statistica, Stata, Excel: методические указания к лабораторному практику, курсовой работе, дипломному проектированию и самостоятельной работе студентов. – Оренбург: Изд-во Оренбургского государственного университета, 2010. – 50 с.
22. Статистический анализ нечисловой информации / В.В. Глинский, Л.К. Серга, О.Ю. Рыжков, К.А. Зайков. – Новосибирск: Изд-во Новосибирского государственного университета экономики и управления, 2021. – 152 с.
23. Оценка эффективности воздействия кислотных составов на керны с использованием регрессионного анализа / В.И. Галкин, Г.П. Хижняк, А.М. Амиров, Е.А. Гладких // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2014. – № 13. – С. 38–48.
24. Галкин В.И., Силайчева В.А. Разработка статистической модели прогноза коэффициента проницаемости по совокупности геологических и технологических показателей // *Нефтепромысловое дело*. – 2013. – № 9. – С. 10–12.
25. Новиков В.А. Прогнозирование эффективности кислотного воздействия на основе построения математических моделей, учитывающих технологию и используемую композицию // *Технологии нефти и газа*. – 2021. – № 1 (132). – С. 30–35.
26. Поморский Ю.Л. Методы статистического анализа экспериментальных данных: монография. – Л.: 1960. – 174 с.
27. Lehmann E.L. The Fisher, Neyman–Pearson theories of testing hypotheses: one theory or two // *Journal of the American Statistical Association*. – 1993. – V. 88. – № 424. – P. 1242–1249.
28. Перцев Н.В. Количественные методы анализа и обработки данных. – Омск: Изд-во Омского государственного университета, 2002. – 142 с.
29. Клещенко И.И., Зозуля Г.П., Ягафаров А.К. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. – Тюмень: Экспресс, 2011. – 386 с.
30. Analysis and interpretation of water-oil ratio in waterfloods / Yannis Yortsos, Youngmin Choi, Zhengming Yang, P. Shah // *SPE Journal*. – 1999. – № 4. – P. 413–424.
31. Ponomareva I.N., Galkin V.I., Martyushev D.A. Operational method for determining bottom hole pressure in mechanized oil producing wells, based on the application of multivariate regression analysis // *Petroleum Research*. – 2021. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.05.010> (дата обращения 15.12.2021).

Поступила 02.03.2022 г.

Информация об авторах

Дерендяев Р.А., инженер 2-й категории Управления разработки нефтяных и газовых месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

UDC 622.276

RESULTS OF INDUSTRIAL IMPLEMENTATION AND PROSPECTS OF APPLICATION OF ADVANCED ACID TREATMENT TECHNOLOGY

Roman A. Derendyaev,
omgvood19@gmail.com

LLC «LUKOIL-Perm»,
62, Lenin street, Perm, 614990, Russia.

Relevance. Acid treatments are one of the most common methods of increasing the productivity of production wells that exploit carbonate deposits. The technology of an unsuitable method of acid treatment is presented as a promising alternative to standard treatments of the bottomhole formation zone. Traditional operation is carried out with the organization of a major overhaul team and takes about 15 days. With the development of unsuitable technologies and introduction of new acid compositions, the processing time is reduced to five days, which seems to be more economically feasible for a subsoil user enterprise. The industrial experience of using this type of acid treatment at the deposits of the Perm region is more than four years. However, in several cases, it cannot be argued that there is the effect from the unsuitable bottomhole formation zone, but rather the optimization of the operation of downhole pumping equipment. A detailed analysis of the results of industrial application and assessment of further prospects for the application of the technology of unsuitable acid treatments are required.

The main aim of the study is the analysis of the effectiveness of acid treatments without setting up a workover crew at carbonate oil fields for effective selection of candidate wells.

Object: terrigenous and carbonate collectors of Perm region.

The methods: geological field analysis, factor analysis, methods of linear discriminant analysis.

The results. Based on the analysis of field data using various statistical methods, the effectiveness of unsuitable technologies was confirmed and the duration of the effect after the implementation of the measure was estimated, the most promising and least expedient objects were identified for continuing the processing. Using the methods of linear discriminant analysis, groups of effective and ineffective well operations are uniquely identified. Criteria for improving the quality of selection of candidate wells for subsequent geological and technical measures were updated. For the entire sample, a statistical model was formed to predict the increase in oil production after unsuitable treatment of the bottomhole zone, depending on the set of defining geological and technological parameters. The model showed a high convergence with the actual data. Based on the results obtained, the author made the assessment of the increase in the oil production rate by the investigated composition in candidate wells: high probability of an effective measure was established.

Key words:

Acid exposure, treatment without workover crew, acid composition, performance evaluation, carbonate reservoir, factor analysis, discriminant analysis.

REFERENCES

- Novikov V.A., Martyushev D.A. Experience in acid treatments in carbonate deposits of Perm region fields. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol. 20, no. 1, pp. 72–87. In Rus. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.7.
- Piyang Liu, Jun Yao, Gary Douglas Couples, Jingsheng Ma, Hai Sun. Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 154, pp. 284–301.
- Martyushev D.A., Novikov V.A. Improving acidizing in the collectors characterized by different carbonate content (on the example of oil fields of Perm Krai). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 9, pp. 7–17. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/9/2800> (accessed 15 December 2021).
- Kameda T., Tochinai M., Yoshioka T. Treatment of hydrochloric acid using Mg-Al layered double hydroxide intercalated with carbonate. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 2016, vol. 39, pp. 21–26. DOI: 10.1016/j.jiec.2016.04.018.
- Garouch A.A., Jennings A.R. A contemporary approach to carbonate matrix acidizing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 158, pp. 129–143. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.08.045.
- Martyushev D.A., Govindarajan S.K., Yingwen Li, Yongfei Yang. Experimental study of the influence of the content of calcite and dolomite in the rock on the efficiency of acid treatment. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 109770. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109770> (accessed 15 December 2021).
- Fredd C.N., Fogler H.S. Alternative stimulation fluids and their impact on carbonate acidizing. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1998, vol. 3, pp. 34–41. DOI: 10.2118/31074-MS.
- Fogler H.S., Lund K., McCune C.C. Acidization-III. The kinetics of the dissolution of sodium and potassium feldspar in HF/HCl mixtures. *Chemical Engineering Science*, 1975, vol. 30, pp. 1325–1332. DOI: 10.1016/0009-2509(75)85061-5.
- Fredd C.N., Fogler H.S. The kinetics of calcite dissolution in acetic acid solutions. *Chemical Engineering Science*, 1978, vol. 53, Iss. 22, pp. 38–63. DOI: 10.1016/S0009-2509(98)00192-4.
- Novikov V.A., Martyushev D.A. On the problem of enhancing the efficiency of terrigenous reservoirs acid treatments. *Oilfield Engineering*, 2020, no. 1, pp. 36–40. In Rus.
- Qiu X., Aidagulov G., Ghommem M., Edelman E. Towards a better understanding of wormhole propagation in carbonate rocks: linear vs. radial acid injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 171, pp. 570–583. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.07.075.
- Iten E., Mkpene V., Dan E. Surface protection of steel in oil well acidizing fluids using L-theanine-based corrosion inhibitor formulations: experimental and theoretical evaluation. *Surfaces and Interfaces*, 2019, vol. 16, pp. 29–42. DOI: 10.1016/j.surf.2019.04.006.
- Martyushev D.A., Vinogradov J. Development and application of a double action acidic emulsion for improved oil well performance: laboratory tests and field trials. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2021, vol. 612, p. 125998. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2020.125998> (accessed 15 December 2021).
- Carvalho R.T.R., Oliveira P.F., Palermo L.C.M., Ferreira A.A.G. Prospective acid microemulsions development for matrix acidizing petroleum reservoirs. *Fuel*, 2019, vol. 238, pp. 75–85. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.10.003.
- Shirazi M.M., Ayatollahi S., Ghotbi C. Damage evaluation of acid-oil emulsion and asphaltic sludge formation caused by acidizing of asphaltic oil reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 174, pp. 880–890. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.051.

16. Naugolnov M.V., Rastegaeva E.V., Zulkarniev R.Z., Asmandiyarov R.N. Factor analysis of the success of well interventions as a tool for improving the quality of geological and simulation models. *PROneft*, 2019, no. 1 (11), pp. 34–38. In Rus.
17. Savitakaya G.V. *Analiz khozyaystvennoy deyatelnosti predpriyatiy* [Analysis of the economic activity of enterprises]. Minsk, LLC «Novoe izdanie» Publ., 2002. 704 p.
18. Savelev O.Yu., Borodkin A.A., Naugolnov M.V., Shuvaev D.V., Talipov I.F., Grishko F.V. Modernized approach to provide block and factor analysis of oil field development system. *Oil Industry*, 2014, no. 10, pp. 74–77. In Rus.
19. Filatov E.A. Using integral method to analyze investment efficiency by example of five-factor model. *Proceedings of Irkutsk state technical university*, 2014, no. 4 (87), pp. 220–224. In Rus.
20. Filatov E.A., Dykusova I.G. Determinate factor analysis of profitability of innovational company. *Baikal Research Journal*, 2013, no. 5, pp. 8–17. In Rus.
21. Renner A.G., Chudinova O.S. *Parametricheskij diskriminantnyy analiz v paketakh Statistica, Stata, Excel: metodicheskie ukazaniya k laboratornomu praktiku, kursovoy rabote, diplomnomu proektirovaniyu i samostoyatelnoy rabote studentov* [Parametric discriminant analysis in Statistica, Stata, Excel packages: guidelines for laboratory practice, term paper, graduate design and independent work of students]. Orenburg, Orenburg State University Publ., 2010. 50 p.
22. Glinskiy V.V., Serga L.K., Ryzhkov O.Yu., Zaykov K.A. *Statisticheskij analiz nechislovoj informatsii* [Statistical analysis of non-numerical information.]. Novosibirsk, Novosibirsk state university of economics and management Publ., 2021. 152 p.
23. Galkin V.I., Khizhnyak G.P., Amirov A.M., Gladkikh E.A. Assessment of efficiency of core sample acidizing by means of regression analysis. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2014, no. 13, pp. 38–48. In Rus.
24. Galkin V.I., Silaycheva V.A. Development of the statistical forecasting model of permeability factor based on geological and technological data. *Oilfield Engineering*, 2013, no. 9, pp. 10–12. In Rus.
25. Novikov V.A. Forecasting efficiency of acid impact on the basis of construction of mathematical models taking into account the technology and used composition. *Tekhnologii nefii i gaza*, 2021, no. 1 (132), pp. 30–35. In Rus.
26. Pomorskiy Yu.L. *Metody statisticheskogo analiza eksperimentalnykh dannykh* [Methods for statistical analysis of experimental data. Monograph]. Leningrad, 1960. 174 p.
27. Lehmann E.L. The Fisher, Neyman–Pearson theories of testing hypotheses: one theory or two. *Journal of the American Statistical Association*, 1993, vol. 88, no. 424, pp. 1242–1249.
28. Pertsev N.V. *Kolichestvennye metody analiza i obrabotki dannykh* [Quantitative methods of analysis and data processing]. Omsk, Omsk State University Publ., 2002. 142 p.
29. Kleshchenko I.I., Zozulya G.P., Yagafarov A.K. *Teoriya i praktika remontno-izolyatsionnykh rabot v nefyanykh i gazovykh skvazhinakh* [Theory and practice of repair and isolation works in oil and gas wells]. Tyumen, Ekspres Publ., 2011. 386 p.
30. Yannis Yortsos, Youngmin Choi, Zhengming Yang, Shah P. Analysis and interpretation of water-oil ratio in waterfloods. *SPE Journal*, 1999, no. 4, pp. 413–424.
31. Ponomareva I.N., Galkin V.I., Martyushev D.A. Operational method for determining bottom hole pressure in mechanized oil producing wells, based on the application of multivariate regression analysis. *Petroleum Research*, 2021. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.05.010> (accessed 15 December 2021).

Received: 2 March 2022.

Information about the authors

Roman A. Derendyaev, engineer of the 2nd category, LLC «LUKOIL-Perm».