



РАЗРАБОТКА МЕТОДОЛОГИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК С УЧЕТОМ ОСОБЕННОСТЕЙ СТРОЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

А.Г. МАЛОВ, Л.С. КУЛЕШОВА, Р.А. ГИЛЯЗЕТИНОВ*, Р.Ф. ЯКУПОВ

*Институт нефти и газа ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет
в г. Октябрьском»
54а, ул. Девонская, г. Октябрьский 452607, Россия*

АННОТАЦИЯ

Введение. На текущий момент одной из ключевых задач недропользователей является оптимизация процесса отбора остаточных запасов нефти и совершенствование процедур проведения различных мероприятий, направленных на увеличение производительности скважин. В пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и сопредельных нефтеносных территорий наиболее распространенными методами обработки призабойной зоны пласта являются различные технологии кислотных обработок. Несмотря на это, существующие инструменты, используемые при проектировании и планировании данных операций, не позволяют учитывать сразу несколько различных факторов, оказывающих влияние на эффективность воздействия, что накладывает определенные трудности и является источником формирования различного рода неопределенностей.

Цель. Разработка методических основ повышения эффективности компьютерного моделирования различных технологий кислотных обработок в условиях неоднородных карбонатных коллекторов турнейского яруса Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Материалы и методы. Комплексирование результатов эксплуатации более чем 100 скважин различного назначения с использованием известных научно-методических основ обработки и интерпретации геолого-промысловых данных.

Результаты. Предложены эмпирические формулы для расчета времени очистки пласта после воздействия, объемов высокопродуктивной зоны скважин и результативности реализации на них кислотных обработок.

Ключевые слова: кислотная обработка, геолого-статистическое моделирование, карбонатные коллекторы турнейского яруса, замедлители реакции, призабойная зона пласта

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Малов А.Г., Кулешова Л.С., Гилязетдинов Р.А., Якупов Р.Ф. Разработка методологии проектирования кислотных обработок с учетом особенностей строения призабойной зоны пласта. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2025;67(1):30—40. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-1-30-40> EDN: [EIIYSU](https://edn.net)

Статья поступила в редакцию 17.09.2024

Принята к публикации 14.02.2025

Опубликована 31.03.2025

* Автор, ответственный за переписку

необходимо уделять вопросам их своевременной актуализации, что позволит создать надежный и опорный инструмент обработки геолого-промысловых данных [3—5].

Материалы и методы

Объектом исследования выступают карбонатные коллекторы турнейского яруса, залегающие в пределах крупных и средних месторождений ВУНГП и обуславливающие значительный резерв перспективных для освоения ресурсов. Геолого-промысловая база для моделирования получена в результате комплексирования данных эксплуатации по более чем 100 скважинам различного назначения.

На сегодняшний день одним из наиболее распространенных и доступных в финансовом плане методов повышения производительности скважин являются различные технологии кислотных обработок. Эффективность данного воздействия зависит от большого числа факторов, учет которых осложнен различной природой их возникновения. Важным аспектом, необходимым для реализации результативного кислотного воздействия, является наличие реального представления о кинетике и динамике процессов взаимодействия раствора с горными породами в различный период времени [6]. С переходом на механизированный способ добычи нефти и развитием систем поддержания пластового давления процедура планирования кислотных обработок практически не претерпела изменений в вопросах подбора скважин-кандидатов, составов и технико-технологических аспектов реализации операций. Ключевым направлением, необходимым для совершенствования научно-методических аспектов проектирования кислотных обработок, является учет строения призабойной зоны пласта, который в совокупности с данными геофизических и гидродинамических исследований позволит повысить успешность мероприятий и осуществлять их адресную корректировку.

К геологическим особенностям карбонатных коллекторов турнейского яруса стоит отнести высокую трещиноватость пород, нелинейно распределенную в пределах общего разреза пласта [7]. В период длительной эксплуатации добывающих скважин фильтрационные каналы призабойной зоны пласта подвергаются глубокой кольматации, воздействие на которую осложнено многоступенчатым механизмом ее формирования. Это требует закачки значительно больших объемов кислотного состава [8]. Кроме этого, в области ПЗП,

непосредственно прилегающей к стволу скважины, в результате многократных предыдущих кислотных обработок образуется область с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), которая отделяет область кольматации ПЗП от ствола скважины. Исходя из вышесказанного предложим методологию количественно-качественной характеристики зон с улучшенными ФЕС для снижения рисков нерелевантного проектирования операций по закачке соляно-кислотных составов.

На начальном этапе происходит определение объема области ПЗП с улучшенными ФЕС (V). Численный расчет параметра предлагается осуществлять при помощи формулы (1) с учетом следующих условий: рассматриваемые скважины эксплуатируются с забойным давлением ниже давления насыщения; пластовое давление в зоне отбора запасов превышает давление насыщения:

$$V = \frac{V_1 \cdot (P_1 - P_0)}{P_2 - P_0}, \quad (1)$$

где V_1 — суммарный объем жидкости, поглощенной при проведении ремонтных работ (в том числе промывка, райбирование, долив, глушение), м^3 ; P_1 — давление насыщения, атм.; P_0 — забойное давление до воздействия, атм.; P_2 — забойное давление перед проведением перфорационных работ, атм.

На втором этапе для достоверного определения объема продуктивной зоны с учетом нелинейного характера протекания пластовых процессов производится построение зависимости, отражающей результативность проникновения кислотного агента в пласт исходя из времени выхода скважин на максимальный оптимальный дебит (МОД). Один из возможных ее вариантов представлен на рисунке 1.

Результаты

Для более детального изучения механизма протекания процесса проанализируем ряд составов, широко используемых при обработке залежей турнейского яруса Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [9, 10]. Первый состав представлен классической 13% соляной кислотой и антикоррозионной добавкой ПБ-5. В пределах объекта исследования он активно применяется как для добывающего, так и для нагнетательного фондов скважин. Средний прирост дебита нефти после закачки варьируется от 0,9 до 3,2 т/сут при времени выхода на МОД от 65 до 307 сут. Второй и третий составы отличаются от первого и в целом между собой процентным содержанием интенсификаторов,

которые снижают скорость протекания химической реакции и позволяют закачиваемой кислоте в активной фазе достигнуть целевого интервала. Отметим, что эффективность данных композиций в условиях объекта исследования при вторичных обработках примерно на 24% выше по сравнению с результатами первичного воздействия, что обусловлено наличием тесной взаимосвязи между временем нейтрализации соляной кислоты в пласте и удельной результативности обработок.

Помимо этого, на успешность кислотного воздействия в условиях турнейского яруса оказывает влияние также толщина пласта и ее производные показатели [11]. При воздействии на пласт малой и средней толщины глубина проникновения закачиваемого агента зависит от величины, представленной отношением эффективной нефтенасыщенной толщины к пористости. Она численно характеризует уровень гидродинамической связанности фильтрационных каналов. С увеличением пористости продуктивного пласта классический кислотный состав в активной фазе распределяется неравномерно, исходя из чего более четверти его объема лишь смачивает поверхность горных пород, а в некоторых случаях ограниченно взаимодействует с ними, что приводит к нарушению механизмов протекания реакции и формированию плотных нерастворимых осадков, снижающих площадь эффективного дренирования скважины. При достаточно большой толщине радиус распространения кислотного состава зависит преимущественно от неоднородности пласта и доли пород-коллекторов в общей толщине пласта. Пористость и эффективная нефтенасыщенная толщина в данном случае играют второстепенную роль, обуславливая лишь степень насыщения горных пород кислотным составом и потенциально возможное число пропластков, пригодных для вовлечения их в процесс разработки.

Интерпретация и анализ коэффициента продуктивности позволяют обоснованно принимать управленческие решения в различных направлениях деятельности, связанной с проектированием и эксплуатацией нефтяных месторождений [12]. Отношение коэффициента продуктивности скважины к объему области ПЗП с улучшенными ФЕС позволяет рассмотреть в одной плоскости исследования различные факторы, влияющие на конечный результат — запускной дебит скважин после обработок. В различных работах многими авторами отмечено [13—17], что в процессе выхода скважин на режим после освоения тренд изменения дебита нефти может быть достоверно

описан базовыми математическими моделями без необходимости привлечения инструментов многомерного геолого-промыслового анализа. Это необходимо учитывать при определении степени взаимосвязи между эффективностью воздействия и различными параметрами. Рассмотрим на примере одной из скважин, вскрывших отложения турнейского яруса, динамику изменения исследуемых показателей после закачки обычного кислотного состава. На рисунке 1 отражена зависимость $K_{\text{прод}} / V$ от времени выхода скважин на МОД.

При анализе кривой надежно выделяются четыре интервала, в которых показатель по оси ординат принимает наибольшее возможное значение при текущем временном периоде t . Первоначальный рост значения $K_{\text{прод}} / V$ обусловлен дренированием области ПЗП с улучшенными ФЕС. Достижение первичного максимального экстремума функции зафиксировано при $t = 27$ сут, что свидетельствует о полном выносе остатков нейтрализованного кислотного состава и значительном изменении гидродинамических условий в пористой среде. Дальнейшее снижение показателя $K_{\text{прод}} / V$ позволяет сказать о постепенном подключении удаленных фильтрационных каналов к процессам притока. Наименьшее значение экстремума функции, описывающее тренд выхода скважины на максимальный оптимальный дебит, получено после 106 суток работы скважины с момента ее освоения, что является возможным признаком стабилизации параметров пластовых систем. Это также отражает и незначительное увеличение на 17% параметра $K_{\text{прод}} / V$.

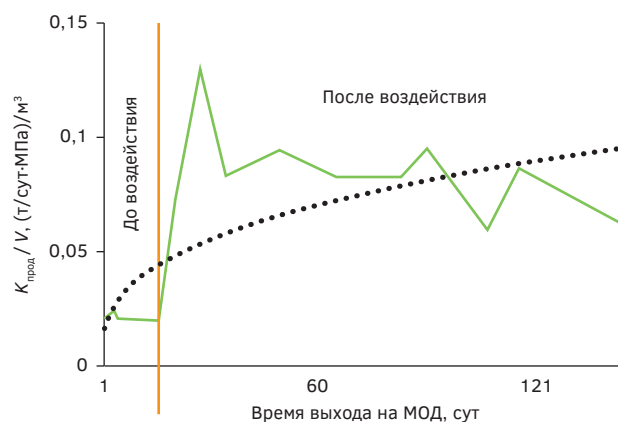


Рис. 1. Динамика выхода скважины на режим после проведения успешной классической кислотной обработки

Fig. 1. Dynamics of well output after successful classical acid treatment

Исходя из этого отметим, что при проведении классической кислотной обработки выход скважины на МОД сопровождается следующими процессами: 20% времени от общей продолжительности работы скважины до момента достижения оптимальных технологических показателей приходится на вынос остатков кислотного состава и различных отложений продуктов реакции (в рассматриваемом варианте успешность данного процесса велика в связи с отсутствием наибольших экстремумов функции $K_{\text{прод}}/V = f(t)$); 70% времени отведено на формирование воронки депрессии и активации фильтрационных каналов; оставшиеся 10% времени направлены на выравнивание гидродинамического равновесия в системе «скважина — пласт». Аналогичные расчеты были проведены и для других скважин объекта исследования. Обобщенная математическая модель, наилучшим образом описывающая степень и уровень взаимосвязи между исследуемыми показателями, имеет следующий вид:

$$K_{\text{прод}}/V = 0,0311e^{-0,013t}, \quad (2)$$

где t — время эксплуатации скважин после воздействия, сут.; $K_{\text{прод}}/V$ — комплексный показатель, характеризующий результативность проникновения кислотного агента в пласт с учетом объема высокопродуктивной зоны, 1/сут·МПа·м.

Сопоставляя значения фактического дебита нефти до воздействия и в момент выхода скважины на МОД ($t = 165$ сут) с показателями продуктивности за аналогичный временной период, объемом высокопродуктивной зоны, рассчитанной по формуле 1, установлено, что эффективность

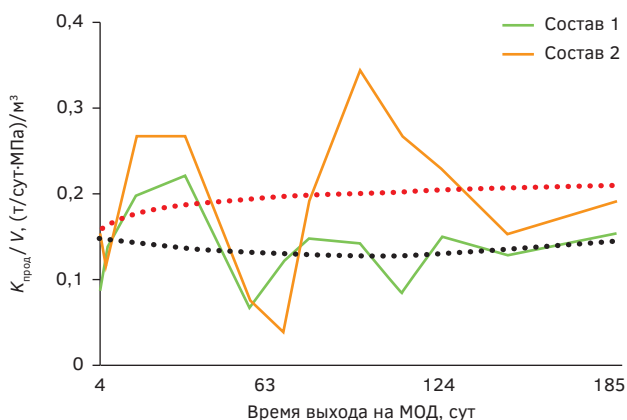


Рис. 2. Динамика выхода скважин на режим после проведения кислотных обработок с замедлителями реакции

Fig. 2. Dynamics of wells entering the regime after acid treatments with reaction retarders

проведения классических кислотных обработок (\mathcal{E}_k) в % может быть определена исходя из следующего отношения при стандартизированных данных:

$$\mathcal{E}_k = (Q_0 + \left(\frac{\sum_{i=j}^k Q_i}{\sum_{i=q}^w Q_i}\right)) / (K_{\text{прод}}/V) \cdot 100\%, \quad (3)$$

где Q_0 — дебит нефти до обработки; Q_i — дебит нефти после обработки в различные периоды времени t исходя из следующих обозначений:

j, k — граничные значения времени t , при которых функция $K_{\text{прод}}/V = f(t)$ достигает локальных максимумов (верхние пики кривой см. рис. 1);

q, w — граничные значения времени t , при которых функция $K_{\text{прод}}/V = f(t)$ достигает локальных минимумов (нижние пики кривой см. рис. 1).

На основании результатов определения параметра \mathcal{E}_k можно производить количественно-качественную оценку эффективности вовлечения в процесс дренирования продуктивных зон залежей. Это позволит при проектировании кислотных обработок осуществить детальное технико-экономическое обоснование необходимости реализации воздействия. При величине $\mathcal{E}_k < 25\%$ полная часть области ПЗП с улучшенными ФЕС подвержена воздействию, что ограничивает дальнейшее движение кислотного состава вглубь целевых зон (исходя из интерпретации графиков выхода скважин на режим). Добавление различных замедлителей реакции (например, при обработке сильно трещиноватых залежей турнейского яруса) приводит к смещению равновесия реакции кислоты с горными породами, что необходимо компенсировать при помощи регулирования технологических параметров проведения операции. На рисунке 2 отражены кривые выхода скважин на МОД при проведении кислотных обработок в схожих геолого-физических условиях с интенсификаторами в различных концентрациях, и ниже представлены уравнения, обеспечивающие достоверный уровень взаимосвязи между параметрами.

Состав 1:

$$K_{\text{прод}}/V = 2 \cdot 10^{-6} t^2 - 0,0004t + 0,1507; \quad (4)$$

Состав 2:

$$K_{\text{прод}}/V = 0,0138 \ln t + 0,139. \quad (5)$$

Для первого состава объем интенсификаторов составляет менее пятой части от общего объема закачиваемого раствора в пласт. Изменение величины $K_{\text{прод}}/V$ характеризуется существенной нелинейностью по сравнению с вариантом тренда

для классической кислотной обработки. Время очистки призабойной зоны от продуктов реакции меньше и составляет примерно четверть от общего времени выхода скважин на МОД. Стабилизация коэффициента продуктивности происходит сразу после завершения процедуры выноса различных компонентов, о чем свидетельствует незначительный прирост значений по оси ординат. Во втором составе объем интенсификаторов составляет не менее трети от общего продавливаемого в целевую зону залежи объема. В период до $t = 34$ сут происходит первичная очистка каналов, расположенных вблизи интервалов перфорации в связи с отсутствием их контактирования с нагнетаемым раствором. Затем, в зависимости от степени насыщения кислотного состава интенсификаторами, происходит стабилизация процессов в пластовых условиях и до $t = 96$ сут осуществляется уже вторичный процесс выноса остатков реакции и различных композиций, образовавшихся в результате проведения воздействия. Исходя из этого увеличение объема интенсификаторов на 25% приводит к увеличению времени полноценной очистки призабойной зоны пласта более чем в 4,5 раза. Особое внимание необходимо уделить механизму данного процесса, в частности, наличию двухступенчатой стадии его реализации. С учетом этого, скорректируем формулу (3) для расчета эффективности кислотного воздействия при добавлении в различной концентрации замедлителей:

$$\mathcal{E}'_k = (Q_0 + \left(\frac{\sum_{i=j}^k Q_i}{\sum_{i=q}^w Q_i} - \sum_{i=e}^r Q_i \right)) / (K_{\text{прод}} / V) \cdot 100\%, \quad (6)$$

где e, r — граничные значения времени t , при которых значение функции $K_{\text{прод}} / V = f(t)$ остается неизменным.

Произведем апробацию полученных формул (5)—(6) на примере объектов, приуроченных к карбонатным коллекторам турнейского яруса. Первичное разделение скважин произведем исходя из вида обработки: классическое воздействие или с добавлением интенсификаторов. Для первой выборки данных используем алгоритм построения кривых выхода скважин на МОД. Наибольшее количество локальных максимумов составляет 6 единиц при максимальном значении $K_{\text{прод}} / V$, равном 0,29. Среднее время достижения скважинами оптимальных технологических показателей составляет 193 сут. С использованием предложенной модели

(5) рассчитаем эффективность реализации кислотных обработок. 15% скважин от общего числа дренируют менее 5% целевых пропластков, несмотря на наличие прироста дебитов нефти после закачки, составляющего от 2,3 до 3,4 т/сут.

Важно отметить, что и при анализе продолжительности эффекта для данных скважин не было отмечено каких-либо отклонений от среднего темпа падения показателей, что позволяет заключить следующее: причиной недостижения целевых показателей может являться ранее реагирование кислотного состава с горными породами в области ПЗП с улучшенными ФЕС, в результате чего глубина избирательного проникновения состава в пласт на 50% меньше по сравнению с планируемой величиной. Исходя из этого рекомендуется рассмотреть возможности проведения обработки при увеличенных скоростях и объемах закачки растворов. Это позволит при смещении химического баланса взаимодействия из-за различных причин увеличить интенсивность воздействия. Схожие по величине прироста зарегистрированы и в случаях, когда успешность кислотных обработок находится в интервалах от 50 до 94%, что является подтверждением вышепредставленных заключений. Потенциально возможное значение прироста дебита нефти после выхода скважин на МОД для достижения значения $\mathcal{E}_k > 70\%$ примерно в 1,3—1,7 раза выше фактических. При применении классических технологий обработки средняя эффективность по залежам карбонатных коллекторов турнейского яруса составила 62,4%. Зависимость, полученная в результате обобщения геолого-промысловых данных, которая может быть использована при проектировании обычных кислотных обработок по залежам турнейского яруса, имеет следующий вид:

$$K_{\text{прод}} / V = 0,0421 e^{-0,0017t}. \quad (7)$$

Наилучшие результаты по эффективности воздействия получены на скважинах с начальным дебитом нефти от 2,4 до 3,6 т/сут при значении обводненности добываемой продукции в пределах 62—79%. Среднее значение \mathcal{E}_k составило 91,5%. С увеличением обводненности до величины 90% и более, а также повышения дебита нефти от 1,4 до 2,5 пункта эффективность воздействия снижается до 21%, что свидетельствует о наличии взаимосвязи между текущими технологическими показателями эксплуатации скважин. При сопоставлении фактической суммарной дополнительной добычи нефти с прогнозными значениями, рассчитанными при условии достижения

порогового значения эффективности воздействия не менее 70%, установлено, что в результате проведения классических кислотных обработок величина отклонения между ними составляет 27,3%, или в среднем 4,4 тонны нефти в пересчете на одну скважину.

Для скважин, обработка которых осуществлялась с использованием составов комбинированного происхождения (добавление замедлителей реакции), лишь 5% от общего числа скважин дренируют менее 5% от целевых для воздействия участков и размещение кислотного состава происходит преимущественно в области ПЗП с улучшенными ФЭС. Средние приросты дебитов нефти составляют от 3,7 до 8,4 т/сут при времени полной очистки призабойной зоны пласта и стабилизации параметров пластовых систем от 73 до 134 суток. Продолжительность первой ступени выноса компонентов реакции наименьшая при закачке составов с высоким содержанием интенсификаторов и равняется 4,4 суток. Наибольшая по времени стабилизация значений $K_{\text{прод}} / V$ ($t = 76$ сут) установлена при проведении обработки на скважине 217 месторождения N, территориально расположенной в пределах нефтеносных площадей западной части Республики Башкортостан. Пласт характеризуется значительной неоднородностью по пористости и высоким показателем неоднородности, в результате чего применение замедлителей реакции позволило получить эффективность воздействия 96,4% и превышение в 2,3 раза фактического дебита нефти по сравнению с прогнозным. Причиной этого является не только большая продолжительность второй ступени реагирования, но и правильно подобранные технико-технологические параметры реализации воздействия. При средней концентрации интенсификаторов в закачиваемом составе получен наименьший удельный прирост дебитов нефти после обработки и, следовательно, низкие значения \mathcal{E}'_k (менее 33%).

Анализируя динамику выхода соответствующих скважин на МОД, установили, что характер протекания реакции взаимодействия кислотного состава с горными породами схож с классическим воздействием. Среднее значение эффективности воздействия комбинированными составами варьирует от 54,4 до 89,7% в зависимости от величины концентрации дополнительных компонентов, вводимых в состав кислоты. По скважинам, вскрывшим отложения турнейского яруса с небольшой перфорированной толщиной, установлена высокая результативность применения агентов

с высокой концентрацией замедлителей. За счет ограниченного по вертикали расстояния при нагнетании на повышенных скоростях происходит омывание полного объема порового пространства и с учетом значительно развитой трещиноватости залежи происходит формирование фильтрационных каналов различной протяженности и ориентации. При перфорированной толщине более 5 м и идентичных технологических параметрах проведения операции кислотный состав воздействует в основном на нижнюю часть нефтенасыщенной толщины за счет условно прямолинейной траектории движения.

Для повышения эффективности обработок в данном случае может быть предложена предварительная глубокая перфорация преимущественно малой плотностью, что позволит увеличить интенсивность фильтрации жидкости. Результативность воздействия 70% и выше получена при обработке скважин с малой и высокой концентрациями интенсификаторов в кислотном составе при следующих показателях: дебит нефти от 4,3 до 5,2 т/сут при обводненности не более 82% и не менее 36%. Формулы, которые могут быть успешно использованы при проектировании дизайна кислотных обработок с интенсификаторами, имеют следующий вид:

- малая концентрация замедлителей:

$$K_{\text{прод}} / V = 0,1894 t^{0,029}; \quad (8)$$

- средняя концентрация замедлителей:

$$K_{\text{прод}} / V = 0,0029 \ln t + 0,2045; \quad (9)$$

- высокая концентрация замедлителей:

$$K_{\text{прод}} / V = -0,0018 t + 0,194. \quad (10)$$

Отклонение фактической суммарной дополнительной добычи нефти от прогнозного значения, полученного при учете возможности достижения эффективности воздействия не менее 70%, наибольшее при средней концентрации замедлителей и составляет 34%, или 7,2 т/сут в пересчете на одну скважину.

Выводы

Проведенные исследования, посвященные созданию методологии для обоснования применения различных технологий соляно-кислотного воздействия в условиях залежей карбонатных коллекторов турнейского яруса Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, позволили получить следующие результаты:

- предложен перечень эмпирических формул, позволяющий облегчить процедуру

анализа динамики выхода скважин на максимальный оптимальный дебит и надежно установить время очистки призабойной зоны пласта от продуктов реакции;

- установлен тип и характер взаимосвязи между временем достижения скважиной оптимальных технологических показателей и отношением продуктивности к объему высокопродуктивной зоны;

- на основе комплексирования геолого-промысловой информации и обработки ее при помощи известных статистических алгоритмов установлены эмпирические формулы прогнозирования эффективности воздействия при классической кислотной обработке (3) и обработке с использованием различных замедлителей реакции (6).

ЛИТЕРАТУРА

1. Батыршин Э.С., Николаев А.А., Николаева Д.Р., Тимиров Ю.И., Саметов С.П. Новые сведения о кинетике реакции соляная кислота — карбонатная порода при наличии примесей сепиолита/пальгорскита. Нефтяное хозяйство. 2024. № 8. С. 42—47. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-8-42-47
2. Галкин В.И., Колтырин А.Н. Обоснование прогнозной величины прироста дебита нефти после применения ГТМ с помощью статистического метода. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023. Т. 334. № 2. С. 81—86. DOI: 10.18799/24131830/2023/2/3857
3. Гилязетдинов Р.А., Кулешова Л.С. О влиянии показателей неоднородности на эффективность прогнозирования коэффициента продуктивности (на примере залежей в карбонатных коллекторах Урало-Поволжья). Науки о Земле и недропользование. 2024. Т. 47. № 2(87). С. 170—179. DOI: 10.21285/2686-9993-2024-47-2-170-179
4. Гилязетдинов Р.А., Кулешова Л.С., Мухаметшин В.Ш. Снижение рисков при разработке трудноизвлекаемых запасов жидких углеводородов с использованием комплексного анализа геолого-промысловых данных. Известия Уральского государственного горного университета. 2024. № 1(73). С. 106—113. DOI: 10.21440/2307-2091-2024-1-106-113
5. Глуценко В.Н., Хижняк Г.П., Мелехин А.А. Перспективные направления совершенствования кислотных составов и методов воздействия на призабойную зону пласта. Недропользование. 2023. Т. 23. № 3. С. 122—132. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.3.3
6. Дерендяев Р.А., Новиков В.А. Обоснование выбора скважин для проведения бесподходных кислотных обработок и прогнозирование технологической эффективности мероприятий. Нефтепромысловое дело. 2022. № 3(639). С. 31—40. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-3(639)-31-40
7. Дзюбенко А.И., Жемчугова Т.А., Черных И.А. Информационный способ выбора действующих скважин для проведения на них геолого-технологических мероприятий. Недропользование. 2023. Т. 23. № 2. С. 77—84. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.2.4
8. Дьячков А.А., Галимов Р.Г., Фуфаев С.А. Влияние снижения забойного давления ниже давления насыщения на коэффициент продуктивности в условиях низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты на примере месторождения Шаимского района. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 10(382). С. 42—48. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-10(382)-42-48
9. Ерохин Г.С., Нуров С.Р., Вагизов А.М., Гареев А.Т., Азарова Т.П., Якупов Р.Ф. Эффективность системы поддержания пластового давления и пути ее совершенствования на каширо-подольских отложениях Арланского месторождения. Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 44—48. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-44-48
10. Кулаков Д.П., Хадимуллин Р.Р. Особенности проведения геолого-технических мероприятий в условиях карбонатного коллектора с непроницаемой матрицей. Нефтяное хозяйство. 2023. № 7. С. 31—35. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-7-31-35
11. Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С., Гилязетдинов Р.А., Кириллов А.И. О необходимости снятия неопределенностей при использовании геолого-промысловой информации для оценки продуктивности залежей. Нефть. Газ. Новации. 2024. № 3(280). С. 58—64.
12. Наугольнов М.В., Растегаева Е.В., Зулькарниев Р.З., Асмандияров Р.Н. Факторный анализ успешности геолого-технических мероприятий как инструмент повышения качества геолого-гидродинамических моделей. ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2019. № 1(11). С. 34—38. DOI: 10.24887/2587-7399-2019-1-34-38
13. Никитина О.В., Кучерова Е.А., Санникова Ю.О. Анализ комплекса технологических решений по заканчиванию и освоению нефтяных скважин с трудноизвлекаемыми запасами. Управление техносферой. 2023. Т. 6. № 2. С. 259—272. DOI: 10.34828/UdSU.2023.74.64.011
14. Сидоров С.В., Ризванова З.М. Обоснование граничных значений открытой пористости и газопроницаемости с использованием данных потоковых исследований для карбонатных коллекторов порового типа. Георесурсы. 2023. Т. 25. № 4. С. 115—120. DOI: 10.18599/grs.2023.4.8
15. Силин М.А., Магадова Л.А., Давлетшина Л.Ф., Юнусов Т.И. Хелатные реагенты в процессах стимуляции добычи в карбонатных коллекторах. Нефтегазовое дело. 2022. Т. 20. № 3. С. 29—45. DOI: 10.17122/ngdelo-2022-3-29-45
16. Харисов М.Н., Мухаметшин В.Ш., Малов А.Г., Якупов Р.Ф., Кулешова Л.С. Об определении коэффициента эффективности закачки в карбонатных коллекторах

месторождений Республики Башкортостан. Нефтяное хозяйство. 2024. № 5. С. 116—120. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-5-116-120

17. Юмачиков А.Б., Фудашкина М.В., Мальшаков Е.Н., Вилков М.Н., Хакимов И.И., Солодовников К.В.

Новые подходы к технологии обработки призабойной зоны без постановки бригады ремонта скважин. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2024. № 3(165). С. 125—134. DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-125-134

REFERENCES

1. Batyrshina E.S., Nikolaev A.A., Nikolaeva D.R., Timirov Yu.I., Sametov S.P. New information on the kinetics of the hydrochloric acid — carbonate rock reaction in the presence of impurities of sepiolite/palygorskite. *Oil industry*. 2024. No. 8. P. 42—47. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-8-42-47
2. Galkin V.I., Koltyrin A.N. Substantiation of the predicted value of the increase in oil production after the use of GTM using a statistical method. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Georesource engineering*. 2023. Vol. 334. No. 2. P. 81—86. DOI: 10.18799/24131830/2023/2/3857
3. Gilyazetdinov R.A., Kuleshova L.S. Influence of heterogeneity indicators on productivity index prediction efficiency (on example of carbonate reservoir deposits in the Ural-Volga region). *Earth sciences and subsoil use*. 2024. No. 47(2). P. 170—179 (In Russ.). DOI: 10.21285/2686-9993-2024-47-2-170-179
4. Gilyazetdinov R.A., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.Sh. Risk reduction in the development of hard-to-recover reserves of liquid hydrocarbons using a comprehensive analysis of geological and field data. *Bulletin of the Ural State Mining University*. 2024. No. 1(73). P. 106—113 (In Russian). DOI: 10.21440/2307-2091-2024-1-106-113
5. Glushchenko V.N., Khizhnyak G.P., Melekhin A.A. Perspective Directions for Improving Acid Compositions and Methods of Influence on the Bottomhole Formation Zone. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*. 2023. Vol. 23. No. 3. P. 122—132 (In Russian). DOI: 10.15593/2712-8008/2023.3.3
6. Derendyaev R.A., Novikov V.A. Substantiation of the choice of wells for conducting waste-free acid treatments and forecasting the technological effectiveness of measures. *Oilfield business*. 2022. No. 3(639). P. 31—40 (In Russian). DOI: 10.33285/0207-2351-2022-3(639)-31-40
7. Dziubenko A.I., Zhemchugova T.A., Chernykh I.A. Informational Method of Selecting Operating Wells for Stimulation. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*. 2023. Vol. 23. No. 2. P. 77—84 (In Russian). DOI: 10.15593/2712-8008/2023.2.4
8. Dyachkov A.A., Galimov R.G., Fufaev S.A. The effect of reducing bottom-hole pressure below saturation pressure on the productivity coefficient in conditions of low-permeability reservoirs of the Tyumen formation on the example of the Shaimsky district deposit. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2023. No. 10(382). P. 42—48 (In Russian). DOI: 10.33285/2413-5011-2023-10(382)-42-48
9. Erokhin G.S., Nurov S.R., Vagizov A.M., Gareev A.T., Azarova T.P., Yakupov R.F. Efficiency of reservoir pressure maintenance system and ways to improve it on carbonate sediments of the Arlanskoye oil field // *Exposition Oil Gas*. 2023. No. 7. P. 44—48 (In Russian). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-44-48
10. Kulakov D.P., Khamidullin R.R. Features of geological and technical measures in the conditions of a carbonate reservoir with an impermeable matrix. *Oil industry*. 2023. No. 7. P. 31—35. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-7-31-35
11. Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., Gilyazetdinov R.A., Kirillov A.I. On the need to remove uncertainties when using geological and field information to assess the productivity of deposits. *Oil. Gas. Innovations*. 2024. No. 3(280). P. 58—64 (In Russian).
12. Naugolnov M.V., Rastegaeva E.V., Zulkarniev R.Z., Asmandiyarov R.N. Factor analysis of the success of geological and technical measures as a tool for improving the quality of geological and hydrodynamic models. *Proneft. Professionally about oil*. 2019. No. 1(11). P. 34—38 (In Russian). DOI: 10.24887/2587-7399-2019-1-34-38
13. Nikitina O.V., Kucherova E.A., Sannikova Yu.O. Analysis of a complex of technological solutions for completion and development of oil wells with hard-to-recover reserves // *Management of the technosphere*. 2023. Vol. 6. No. 2. P. 259—272 (In Russian). DOI: 10.34828/UdSU.2023.74.64.011
14. Sidorov S.V., Rizvanova Z.M. Substantiation of the boundary values of open porosity and gas permeability using data from flow studies for pore-type carbonate reservoirs. *Georesources*. 2023.V. 25. No. 4. P. 115—120 (In Russian). DOI: 10.18599/grs.2023.4.8
15. Silin M.A., Magadova L.A., Davletshina L.F., Yunusov T.I. Chelate reagents in the processes of stimulation of production in carbonate reservoirs. *Oil and gas business*. 2022. Vol. 20. No. 3. P. 29—45 (In Russian). DOI: 10.17122/ngdelo-2022-3-29-45
16. Kharisov M.N., Mukhametshin V.Sh., Malov A.G., Yakupov R.F., Kuleshova L.S. On determining the efficiency coefficient of injection in carbonate reservoirs of deposits of the Republic of Bashkortostan. *Oil industry*. 2024. No. 5. P. 116—120. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-5-116-120
17. Yumachikov A.B., Fudashkina M.V., Malshakov E.N., Vilkov M.N., Khakimov I.I., Solodovnikov K.V. New approaches to the technology of acid treatment of the bottomhole zone without setting up of workover. *Oil and Gas Studies*. 2024. No. 3. P. 125—134 (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-125-134

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Малов А.Г. — внес вклад в работу при выводе эмпирической формулы определения объема обла- сти ПЗП с улучшенными ФЕС на основе известных данных давлений и объемов поглощения жидкости при различных операциях, обосновал необходи- мость детального изучения обработок с замедлите- лями реакции по результатам комплексного анали- за геолого-промысловых данных и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Кулешова Л.С. — разработала концепцию ста- тьи, сформировала научно-методическое обос- нование необходимости применения получен- ных моделей для решения задач повышения эффективности различных кислотных обработок, окончательно утвердила публикуемую версию ста- тьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Гилязетдинов Р.А. — произвел построе- ние различных моделей и рисунков в статье, про- вел литературный анализ существующих подходов к вопросам, связанным с оценкой эффективности классических кислотных обработок и обработок с использованием интенсификаторов, и согласен принять на себя ответственность за все аспек- ты работы.

Якупов Р.Ф. — провел геолого-технологические обоснование необходимости повышения эффек- тивности реализации кислотных обработок в пре- делах залежей карбонатных коллекторов турней- ского яруса Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, внес вклад в разработку эмпириче- ских зависимостей определения результативности закачки агентов и согласен принять на себя ответ- ственность за все аспекты работы.

Alexander G. Malov — contributed to the work in deriving an empirical formula for determining the volume of a highly productive zone based on known pressure data and liquid absorption volumes during various operations, justified the need for a detailed study of treatments with reaction retarders based on the results of a comprehensive analysis of geological and field data and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Lyubov S. Kuleshova — developed the concept of the article, formed a scientific and methodological justification for the need to use the obtained models to solve problems of increasing the efficiency of var- ious acid treatments, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibil- ity for all aspects of the work.

Ruslan A. Gilyazetdinov — built various models and drawings in the article, conducted a literary analysis of existing approaches to issues related to evaluating the effectiveness of classical acid treat- ments and treatments using intensifiers and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Rustem F. Yakupov — conducted a geological and technological substantiation of the need to improve the efficiency of acid treatments within the depos- its of carbonate reservoirs of the Tournaisian tier of the Volga-Ural oil and gas province, contributed to the development of empirical dependencies for de- termining the effectiveness of pumping agents and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Малов Александр Геннадьевич — преподаватель кафедры разведки и разработки нефтяных и газо- вых месторождений Института нефти и газа ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной техни- ческий университет в г. Октябрьском».

54а, Девонская ул., г. Октябрьский 452607, Россия
e-mail: oioeliiks@yandex.ru

SPIN-код: 4892-6001

ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-6714-5610>

Alexander G. Malov — Lecturer at the Department of Exploration and Development of Oil and Gas Fields, Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky Branch.

54a, Devonskaya str., Oktyabrsky 452607, Russia
e-mail: oioeliiks@yandex.ru

SPIN-code: 4892-6001

ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-6714-5610>

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND EXPLORATION OF HYDROCARBON DEPOSITS

Кулешова Любовь Сергеевна — кандидат технических наук, доцент кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений Института нефти и газа ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Октябрьском».

54а, Девонская ул., г. Октябрьский 452607, Россия
e-mail: markl212@mail.ru
SPIN-код: 4274-3886
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2975-3666>

Гилязетдинов Руслан Альбертович* — научный сотрудник кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений Института нефти и газа ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Октябрьском».

54а, Девонская ул., г. Октябрьский 452607, Россия
e-mail: gilyazetdinov_2023@mail.ru
SPIN-код: 1824-4198
ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-1931-7035>

Якупов Рустем Фазылович — кандидат технических наук, доцент кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений Института нефти и газа ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Октябрьском».

54а, Девонская ул., г. Октябрьский 452607, Россия
e-mail: rustem_geolog@mail.ru
SPIN- код: 3720-6843
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8666-7460>

Lyubov S. Kuleshova — Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor of the Department of Oil and Gas Field Exploration and Development, Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky Branch.

54a, Devonskaya str., Oktyabrsky 452607, Russia
e-mail: markl212@mail.ru
SPIN-code: 4274-3886
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2975-3666>

Ruslan A. Gilyazetdinov* — Researcher of the Department of Oil and Gas Field Exploration and Development, Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky Branch.

54a, Devonskaya str., Oktyabrsky 452607, Russia
e-mail: gilyazetdinov_2023@mail.ru
SPIN-code: 1824-4198
ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-1931-7035>

Rustem F. Yakupov — Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor of the Department of Oil and Gas Field Exploration and Development, Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky Branch.

54a, Devonskaya str., Oktyabrsky 452607, Russia
e-mail: rustem_geolog@mail.ru
SPIN-code: 3720-6843
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8666-7460>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author