DOI: 10.25515/PMI.2018.3.275

УДК 622.276

КОНТРОЛЬ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА СОЛЯНОКИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН ПО ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ

М.К.РОГАЧЕВ[1], **В.В.МУХАМЕТШИН**[2]
[1] *Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия*
[2] *Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия*

Приводятся результаты анализа эффективности солянокислотного воздействия на призабойную зону скважин по залежам высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах турнейского яруса. На основании использования непараметрического критерия Кульбака выявлены наиболее информативные геолого-технологические параметры, оказывающие превалирующее влияние на успешность солянокислотных обработок, оцениваемую по критериям увеличения дебита нефти и снижения обводненности продукции. Проведенное обобщение опыта солянокислотных обработок в условиях залежей высоковязкой нефти турнейского яруса позволяет эффективно проводить прогноз, выбор скважин, контроль и регулирование процесса воздействия с целью сокращения количества неэффективных операций и повышения технико-экономических показателей предприятий топливно-энергетического комплекса на исследованных объектах и аналогичных им по геолого-промысловой характеристике.

***Ключевые слова*:** нефть, карбонатный коллектор, призабойная зона скважины, солянокислотное воздействие, геолого-промысловые данные

***Как цитировать эту статью*:** Рогачев М.К. Контроль и регулирование процесса солянокислотного воздействия на призабойную зону скважин по геолого-промысловым данным / М.К.Рогачев, В.В.Мухаметшин // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 275-280. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.275

Введение. Воздействие на призабойную зону пласта с использованием солянокислотных растворов было и остается основным при разработке залежей нефти с карбонатными коллекторами. Однако многочисленные исследования, проведенные как в нашей стране, так и за рубежом, показывают, что эффективность этого метода воздействия не всегда достаточно высока, а иногда характеризуется отрицательными значениями показателей [1, 8, 15, 18, 20]. Причинами этого являются: особенности геологического строения залежей, несоответствие применяемой технологии воздействия конкретным геологическим условиям объекта, отсутствие научно обоснованных методик подбора скважин и технологий обработок с учетом технологических особенностей работы скважин и залежей [5, 6, 9, 16, 19].

Необходимо отметить, что эффективность проведения воздействия на призабойную зону разные исследователи отражают с помощью различных показателей. Это не позволяет сравнить результаты между собой и дать всестороннюю и комплексную оценку эффективности [3, 7, 12-14, 19]. Кроме того, установлено, что на сегодняшний день практически отсутствуют исследования, посвященные обобщению опыта проведения солянокислотных обработок (СКО) по залежам в карбонатных коллекторах турнейского яруса, содержащим высоковязкую нефть (более 20 мПа·с) и трудноизвлекаемые запасы. Использование моделей и методик, полученных ранее [10, 11, 17] для условий других залежей (с иными геолого-физическими и физико-химическими свойствами пластов и насыщающих их флюидов), может привести к получению не только больших погрешностей, но и противоречивых результатов.

Постановка проблемы. В связи с этим обобщение опыта проведения СКО по залежам в карбонатных коллекторах турнейского яруса, содержащих высоковязкую нефть, с целью получения комплекса методик, позволяющих проводить контроль и регулирование процесса воздействия, а также научно обоснованный выбор скважин и технологических параметров воздействия, является весьма актуальным.

Методология. Для решения поставленных задач использовался геолого-промысловый материал нефтегазодобывающих предприятий по турнейским залежам нефти, которые находятся в пределах юго-восточного склона Русской платформы и Бирской седловины и являются пластово-сводовыми.

Породы-коллекторы – трещинно-поровые и порово-каверновые. Режим работы залежей – упруговодонапорный со слабым подбором краевых и подошвенных вод из-за запечатанности залежей вблизи поверхности водонефтяного контакта ввиду отложений вторичного кальцита и вязкого битума в трещиновато-пористой среде.

Залежи характеризуются следующими средними значениями геологических параметров: пластовое давление 13,3 МПа; глубина залегания 1350 м; эффективная нефтенасыщенная толщина 5,0 м;

DOI: 10.25515/PMI.2018.3.275

пористость 12,0 %; нефтенасыщенность 79 %; коэффициент проницаемости $5 \cdot 10^{-3}$ мкм^2; вязкость пластовой нефти 25 мПа·с.

Разбуривание залежей начато в шестидесятых годах XX в. Плотность сетки скважин на момент анализа изменяется по различным участкам от 16 до 200 га/скв. Добыча нефти в основном осуществляется с использованием естественной энергии пласта за счет как упругих сил, так и слабого подпора законтурных и подошвенных вод. Текущая нефтеотдача в этих условиях изменяется от 3 до 20 %, прогнозная конечная нефтеотдача составит в среднем 15 %. Закачка в пласт воды редко дает положительные результаты в виде увеличения текущей добычи нефти. Повышение эффективности разработки связывается с уплотнением сетки скважин и организацией очагового заводнения на отдельных высокопродуктивных участках с высокой плотностью сетки скважин.

При проведении исследований учитывался промысловый материал более чем по 300 скважинам, на которых были проведены обычные СКО и СКО под давлением.

В качестве критериев эффективности использовались абсолютный и относительный прирост дебита нефти, абсолютное и относительное снижение обводненности продукции, общий прирост добычи нефти за время эффекта, относительное увеличение продуктивности скважин. В качестве независимых переменных, влияющих на успешность и эффективность СКО, рассматривались эффективная нефтенасыщенная толщина, средняя толщина нефтенасыщенных пропластков и их количество, коэффициент пористости пласта в скважине, доля пород коллекторов в общей толщине пласта, время с начала эксплуатации скважины до момента проведения СКО, максимальный дебит скважины до проведения СКО; дебит, обводненность, накопленная добыча нефти скважины на момент проведения СКО, объем и максимальное давление закачки кислоты в пласт.

Обсуждение. На первом этапе изучалось влияние геолого-технологических параметров на успешность воздействия с применением одного из диагностических методов распознавания образа – последовательной процедуры Вальда. В качестве критерия эффективности использовался прирост дебита нефти. Значимость рассчитывалась по критерию Кульбака [2, 4]. Полученные зависимости позволили установить условия наиболее успешного применения СКО, а также требуемые объемы и давления закачки кислоты в пласт. Зависимости носят вероятностный характер.

Для получения однозначного ответа на вопрос об успешности по каждой скважине рассчитаны значения суммарных диагностических коэффициентов в трех вариантах:

1) с использованием всех значимых по критерию Кульбака параметров;

2) с использованием наиболее значимых параметров, отражающих геолого-физические свойства пласта в точке вскрытия его скважиной и технологию воздействия;

3) с использованием наиболее значимых параметров, отражающих технологические особенности работы скважин и залежей, а также технологию воздействия.

Полученные распределения позволяют:

• получить однозначный ответ на вопрос об успешности;

• проводить на качественном уровне выбор скважин для проведения СКО;

• путем изменения технологических параметров воздействия переводить скважины из зон с отрицательным эффектом и зон неопределенности в зону с положительным эффектом;

• проводить диагностирование и выбор скважин при различных объемах промысловой информации и на разных стадиях разработки (после пуска скважины в эксплуатацию, когда отсутствуют надежные данные о технологических параметрах работы скважины, может использоваться вариант 2; при отсутствии надежных данных о геолого-физических свойствах пласта – вариант 3).

Аналогичный круг задач был решен для случая, где в качестве критерия эффективности рассматривалось снижение обводненности продукции скважин.

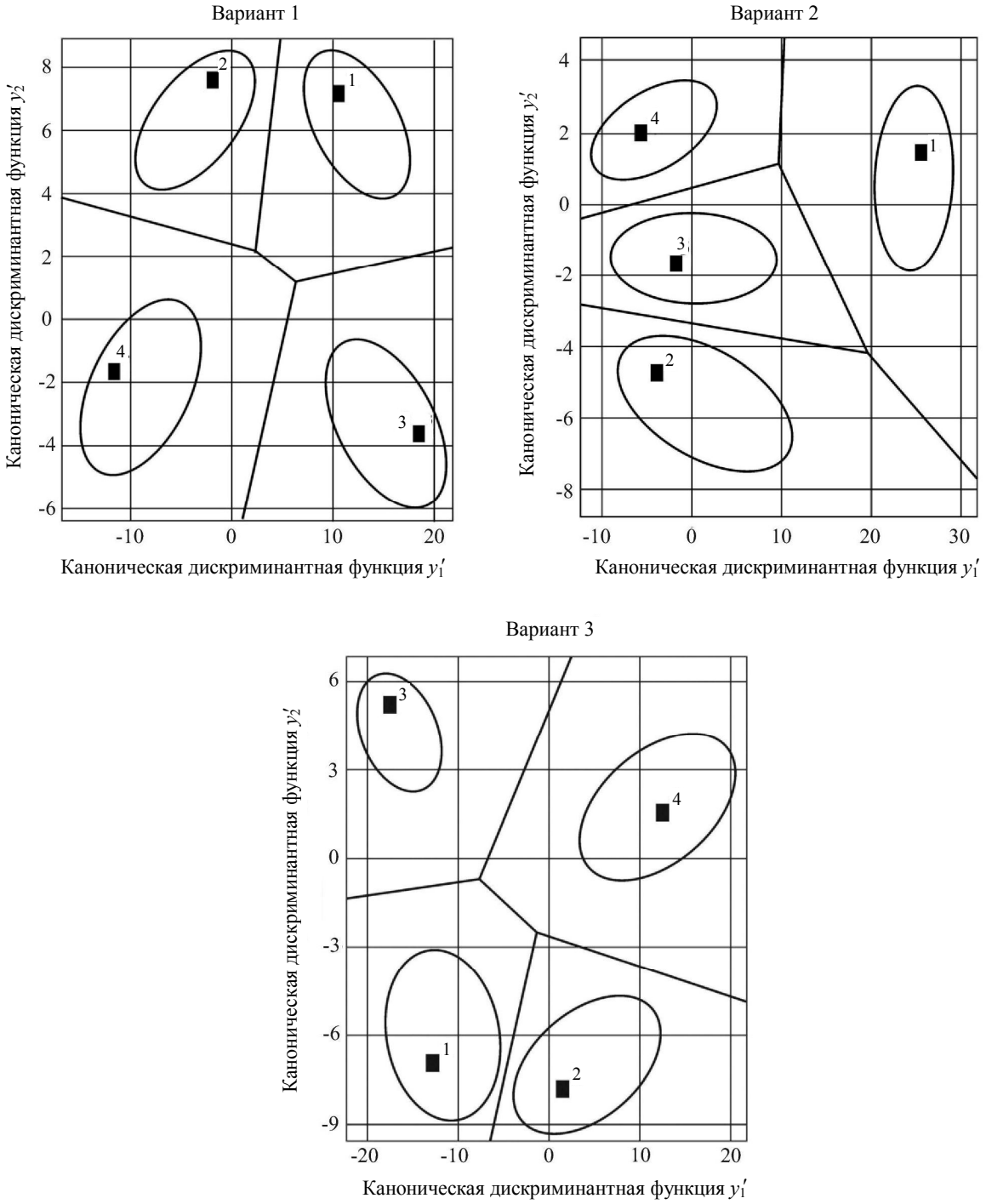
Сравнение интервалов значений значимых параметров, в которых успешность применения воздействия превышала 50 % по критериям прироста дебитов и снижения обводненности, показало наличие общих интервалов. Именно общие интервалы объясняют тот факт, что в некоторых скважинах наряду с увеличением дебита нефти произошло снижение обводненности продукции. Одновременное увеличение дебита и обводненности скважин объясняется отсутствием общих интервалов по отдельным параметрам, т.е. в погоне за дополнительной добычей нефти за счет увеличения объемов закачиваемой кислоты можно получить существенный рост обводненности продукции.

С целью упрощения расчетов, снижения их трудоемкости, проведения контроля полученных результатов и более четкого разделения скважин по успешности по обоим критериям был использован метод канонических дискриминантных функций. Расчеты также велись по трем вариантам. Было выделено четыре группы скважин со следующими характеристиками:

DOI: *10.25515/PMI.2018.3.275*

1) прирост дебита нефти и снижение обводненности;
2) снижение дебита нефти и обводненности;
3 снижение дебита нефти и увеличение обводненности;
4) увеличение дебита нефти и обводненности.

В осях канонических дискриминантных функций (см. рисунок) скважины четко разбились и заняли строго определенную область. Ни одна из скважин не оказалась в границах другой группы.



Распределение центроидов и зон сосредоточения групп скважин в осях канонических дискриминантных функций по вариантам

1 – центроид, номер и зона сосредоточения скважин группы; 2 – границы областей для определения принадлежности скважин к какой-либо группе

Уравнения канонических дискриминантных функций имеют следующий вид: по варианту 1

$$y_1' = -4{,}52 - 0{,}36t - 0{,}10Q_{\text{н max}} + 0{,}13Q_{\text{н1}} - 65{,}46f_1 + 0{,}001Q_{\text{нак}} + 1{,}45V_{\text{к}} + 0{,}20t/V_{\text{к}} + \\ + 1{,}05Q_{\text{н max}}/V_{\text{к}} - 1{,}67Q_{\text{н1}}/V_{\text{к}} + 0{,}99H_{\text{э}} + 18{,}34V_{\text{к}}/H_{\text{э}}; \quad (1)$$

$$y_2' = -1{,}18 - 0{,}13t - 0{,}03Q_{\text{н max}} + 0{,}04Q_{\text{н1}} - 21{,}06f_1 + 0{,}0004Q_{\text{нак}} + 0{,}41V_{\text{к}} + 0{,}07t/V_{\text{к}} + \\ + 0{,}34Q_{\text{н max}}/V_{\text{к}} - 0{,}57Q_{\text{н1}}/V_{\text{к}} + 0{,}32H_{\text{э}} + 6{,}34V_{\text{к}}/H_{\text{э}}; \quad (2)$$

по варианту 2

$$y_1' = 15{,}34 - 12{,}19H_{\text{э}} + 6{,}44H_{\text{п}} - 0{,}16M_{\text{г}} + 1{,}02n + 14{,}14V_{\text{к}} - 105{,}09V_{\text{к}}/H_{\text{э}} + \\ + 17{,}75K_{\text{п}} + 31{,}70H_{\text{э}}/V_{\text{к}} - 20{,}52H_{\text{п}}/V_{\text{к}}; \quad (3)$$

$$y_2' = -1{,}27 - 0{,}44H_{\text{э}} - 3{,}00H_{\text{п}} + 0{,}09M_{\text{г}} - 1{,}01n + 1{,}84V_{\text{к}} - 8{,}12V_{\text{к}}/H_{\text{э}} + 6{,}94K_{\text{п}} + \\ + 1{,}95H_{\text{э}}/V_{\text{к}} + 4{,}01H_{\text{п}}/V_{\text{к}}; \quad (4)$$

по варианту 3

$$y_1' = -7{,}48 + 0{,}37t + 0{,}07Q_{\text{н max}} - 0{,}07Q_{\text{н1}} + 56{,}13f_1 - 0{,}0001Q_{\text{нак}} - 2{,}73V_{\text{к}} - 0{,}36t/V_{\text{к}} - \\ - 0{,}83Q_{\text{н max}}/V_{\text{к}} + 1{,}25Q_{\text{н1}}/V_{\text{к}}; \quad (5)$$

$$y_2' = 8{,}36 - 0{,}22t + 0{,}007Q_{\text{н max}} - 0{,}024Q_{\text{н1}} - 2{,}52f_1 + 0{,}0001Q_{\text{нак}} + 0{,}93V_{\text{к}} + 0{,}57t/V_{\text{к}} - \\ - 0{,}06Q_{\text{н max}}/V_{\text{к}} + 0{,}18Q_{\text{н1}}/V_{\text{к}}, \quad (6)$$

где t – время с начала эксплуатации скважины до момента проведения СКО, мес.; $Q_{\text{н max}}$ – максимальный дебит нефти скважины до проведения СКО, т/мес.; $Q_{\text{н1}}$ – дебит скважины на момент проведения СКО, т/мес.; f_1 – обводненность продукции скважины на момент проведения СКО, %; $Q_{\text{нак}}$ – накопленная добыча нефти на момент проведения СКО, т; $V_{\text{к}}$ – объем закачанной кислоты, м^3; $H_{\text{э}}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в скважине, м; $H_{\text{п}}$ – средняя толщина нефтенасыщенных пропластков в скважине, м; $M_{\text{г}}$ – средневзвешенное значение коэффициента пористости пласта в скважине по данным геофизических исследований, %; n – количество нефтенасыщенных пропластков в скважине; $K_{\text{п}}$ – доля пород-коллекторов в общей толщине пласта, доли ед.

Полученные распределения и зависимости (1)-(6) позволяют оперативно решать вопрос оценки успешности воздействия по какому-либо критерию, а также выбирать скважины для проведения СКО в зависимости от желания пользователя.

При проведении контроля и регулировании солянокислотного воздействия важно знать не только успешность проведения этого мероприятия, но и его эффективность, выраженную через различные критерии эффективности. Эта задача была решена путем обобщения опыта проведения СКО с построением геолого-статистических моделей при различных объемах промысловой информации. Моделирование проводилось с использованием шагового регрессионного анализа. Значительное количество вариантов и критериев эффективности при различных объемах информации обусловлено необходимостью решения поставленных задач на разных стадиях разработки и в условиях ограниченного объема информации о залежах. Последнее объясняется недостаточными объемами промысловых исследований вследствие причин организационного и финансового характера, а также при изменении тактики и стратегии предприятия в рыночных условиях. Геолого-статистические модели дают возможность гибко реагировать на изменения внутренних и внешних условий функционирования.

DOI: *10.25515/PMI.2018.3.275*

Погрешности полученных моделей позволяют рассматривать их в бóльшей мере как количественно-качественные, хотя при расчетах по 7-10 скважинам прогноз получается достаточно удовлетворительным.

Анализ полученных результатов показал, что необходимо создать комплексный технологический критерий эффективности, который отражал бы критерии эффективности и различные стороны процесса солянокислотного воздействия, а также был компромиссным решением между приростом коэффициента продуктивности, приростом дебита и добычи нефти и увеличением обводненности добываемой продукции. Этот критерий значительно упрощает процедуру диагностирования, выбора скважин и оптимальных технологических параметров СКО.

В качестве такого комплексного критерия эффективности предложено использовать комбинацию параметров в виде

$$Э = \frac{Q_{н2}}{Q_{н1}} \frac{f_1}{f_2} \tau, \qquad (7)$$

где $Q_{н2}$, $Q_{н1}$ – среднемесячный дебит скважины соответственно после и до обработки, т; f_2, f_1 – обводненность добываемой продукции после и до проведения воздействия, %; τ – продолжительность эффекта, мес.

С физической точки зрения данный критерий эффективности характеризует ресурс добывных возможностей скважины по нефти.

Заключение. Проведенное исследование позволило получить следующие результаты:

• На основании использования непараметрического критерия Кульбака выявлены наиболее информативные геолого-технологические параметры, оказывающие превалирующее влияние на успешность СКО, оцениваемую по критериям увеличения дебита нефти и снижения обводненности продукции. Установлены условия наиболее успешного проведения воздействия. Дана физическая интерпретация полученных результатов. Установлено, что при использовании тех или иных критериев эффективности наибольшие значения успешности находятся в различных интервалах изменения геолого-технологических параметров, что необходимо учитывать при выборе скважин для проведения воздействия и определении технологических параметров СКО.

• Установлены общие интервалы изменения значений значимых геолого-технологических параметров, в которых успешность воздействия и по критерию – дебит нефти и по критерию – обводненность продукции больше 50 %. Показано отсутствие общего интервала изменения объемов и удельных объемов закачиваемой кислоты. Это указывает на то, что в погоне за дополнительной добычей нефти за счет увеличения объемов закачиваемой кислоты можно получить существенный рост обводненности продукции. В этом случае выбор скважин и технологии воздействия рекомендуется проводить после проведения технико-экономических расчетов.

• На основании использования уравнений канонических дискриминантных функций получена методика, позволяющая по значениям геолого-технологических параметров устанавливать, к какой группе относится скважина:

– к группе, где получен прирост дебита нефти и снижение обводненности;

– к группе, где получено снижение дебита нефти и обводненности;

– к группе, где получено снижение дебита нефти и увеличение обводненности;

– к группе, где получено увеличение дебита нефти и обводненности.

• Методика позволяет при использовании различных объемов информации оперативно принимать управляющее решение, использовать опыт проведения обработок той группы, к которой относится конкретная скважина, проводить адаптацию технологии воздействия к конкретным геологическим условиям, адресное воздействие на призабойную зону скважин. Для эффективного решения этих задач в осях двух канонических дискриминантных функций установлены центроиды и зоны сосредоточения групп скважин, а также границы областей для определения принадлежности скважин к какой-либо группе.

• Предложен комплексный критерий эффективности, позволяющий решать проблемы прогноза и выбора скважин по единому критерию. Критерий характеризует неиспользованный ресурс добывных возможностей скважин по нефти и позволяет устранить противоречие между приростом дебитов и увеличением обводненности, а также факты прогрессирующего обводнения при использовании больших объемов кислоты для получения существенного прироста добычи нефти.

• Обобщение опыта солянокислотных обработок в условиях залежей высоковязкой нефти турнейского яруса и полученные результаты позволяют эффективно проводить прогноз, выбор скважин, контроль и регулирование процесса воздействия с целью сокращения количества неэффективных операций и повышения технико-экономических показателей предприятий топливно-энергетического комплекса на исследованных объектах и аналогичных им по геолого-промысловой характеристике.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Аширов К.Б.* Оценка эффективности солянокислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах / К.Б.Аширов, Г.Б.Выжигин // Нефтяное хозяйство. 1977. № 7. С. 28-31.

2. *Земцов Ю.В.* Многофакторный анализ эффективности ограничения водопритоков в различных геолого-физических условиях скважин и пластов / Ю.В.Земцов, А.С.Устюгов // Нефтепромысловое дело. 2016. № 5. С. 20-26.

3. *Ибрагимов Н.Г.* Эффективность комплекса технологий стимуляции скважин в ОАО «Татнефть» / Н.Г.Ибрагимов, М.Х.Мусабиров, А.Ф.Яртиев // Нефтяное хозяйство. 2014. № 7. С. 44-47.

4. *Мухаметшин В.В.* Влияние нанодобавок на механические и водоизолирующие свойства составов на основе цемента / В.В.Мухаметшин, Р.Р.Кадыров // Нанотехнологии в строительстве. 2017. Т. 9. № 6. С. 18-36. DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-6-18-36

5. *Мухаметшин В.Ш.* Зависимость нефтеизвлечения от плотности сетки скважин при разработке низкопродуктивных карбонатных залежей // Нефтяное хозяйство. 1989. № 12. С. 26-29.

6. *Мухаметшин В.В.* Оценка эффективности использования нанотехнологий после завершения строительства скважин, направленных на ускорение ввода месторождений нефти в разработку // Нанотехнологии в строительстве. 2018. Т. 10. № 1. С. 113-131. DOI: 10.15828/2075-8545-2018-10-1-113-131

7. *Мухаметшин В.В.* Устранение неопределенностей при решении задач воздействия на призабойную зону скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. Т. 328. № 7. С. 40-50.

8. Повышение продуктивности карбонатных коллекторов / Р.Х.Муслимов, Р.Г.Рамазанов, Р.Г.Абдулмазитов, Р.Т.Фазлыев // Нефтяное хозяйство. 1987. № 10. С. 27-31.

9. Результаты опытно-промышленных работ в области обработки призабойной зоны и стимуляции скважин в ОАО «Татнефть» / Н.Г.Ибрагимов, Ф.З.Исмагилов, М.Х.Мусабиров, Э.М.Абусалимов // Нефтяное хозяйство. 2014. № 7. С. 40-43.

10. *Сучков Б.М.* Причины снижения производительности скважин // Нефтяное хозяйство. 1988. № 5. С. 52-54.

11. Физические свойства эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO_2 / В.В.Сергеев, Н.Г.Беленкова, Ю.В.Зейгман, В.Ш.Мухаметшин // Нанотехнологии в строительстве. 2017. Т. 9. № 6. С. 37-64. DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-6-37-64

12. *Andreev A.V.* Deposit Productivity Forecast in Carbonate Reservoirs with Hard to Recover Reserves / A.V.Andreev, V.Sh.Mukhametshin, Yu.A.Kotenev // SOCAR Proceedings. 2016. N 3. P. 40-45. DOI: 10.5510/OGP20160300287

13. *Fjelde I.* Sulfate in Rock Samples from Carbonate Reservoirs // International Symposium of the Society of Core Analysts. Abu Dhabi, UAE. 2008. P. 1-12 (SCA2008-19).

14. *Gomari K.A.R.* Mechanistic study of interaction between water and carbonate rocks for enhancing oil recovery / K.A.R.Gomari, O.Karoussi, A.A.Hamouda // SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition, 12-15 June, Vienna, Austria. 2006. 8 p. DOI: 10.2118/99628-MS

15. *Hognesen E.J.* Waterflooding of preferential oil-wet carbonates: Oil recovery related to reservoir temperature and brine composition / E.J.Hognesen, S.Strand, T.Austad // SPE Europec/EAGE Annual Conference, 13-16 June, Madrid, Spain. 2005. 9 p. DOI: 10.2118/94166-MS

16. *Manchanda R.* Impact of Completion Design on Fracture Complexity in Horizontal Shale Wells / R.Manchanda, M.M.Sharma // SPE Drilling & Completion. 2014. Vol. 29. Iss. 1. 10 p. DOI: 10.2118/159899-PA

17. Optimization of Surfactant-Based Fluids for Acid Diversion / H.A.Nasr-El-Din, M.S.Van Domelen, L.Sierra, T.D.Welton // European Formation Damage Conference, 30 May – 1 June 2007, Scheveningen, The Netherlands. 2007. 11 p. DOI: 10.2118/107687-MS

18. Prospects of Application of Multi-Functional Well Killing Fluids in Carbonate Reservoirs / Yu.V.Zeigman, V.Sh.Mukhametshin, A.R.Khafizov, S.B.Kharina // SOCAR Proceedings. 2016. N 3. P. 33-39. DOI: 10.5510/OGP20160300286

19. Some Testing Results of Productive Strata Wettability Index Forecasting Technique / R.T.Akhmetov, V.V.Mukhametshin, A.V.Andreev, Sh.Kh.Sultanov // SOCAR Proceedings. 2017. N 4. P. 83-87. DOI: 10.5510/OGP20170400334

20. The Usage of Principles of System Geological-Technological Forecasting in the Justification of the Recovery Methods / V.V.Mukhametshin, V.E.Andreev, G.S.Dubinsky, Sh.Kh.Sultanov, R.T.Akhmetov // SOCAR Proceedings. 2016. N 3. P. 46-51. DOI: 10.5510/OGP20160300288

***Авторы*: М.К.Рогачев**, *д-р техн. наук*, *профессор*, *rogatchev@mail.ru* (*Санкт-Петербургский горный университет*, *Санкт-Петербург*, *Россия*), **В.В.Мухаметшин**, *канд. техн. наук*, *доцент*, *vsh@of.ugntu.ru* (*Уфимский государственный нефтяной технический университет*, *Уфа*, *Республика Башкортостан*, *Россия*).

Статья поступила в редакцию 06.07.2017.
Статья принята к публикации 22.02.2018.