

МОСКОВСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ журнал 7/2020



УДК
622.276.63

DOI 10.24411/2413-046X-2020-10512

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ПЕРМСКОГО КРАЯ

TECHNICAL AND ECONOMIC SUBSTANTIATION OF THE CHOICE OF
TECHNOLOGIES FOR HYDROCHLORIC ACID TREATMENT AT THE DEPOSIT OF
THE PERM KRAI

Равелев

Кирилл Алексеевич, Пермский
национальный исследовательский
политехнический университет, г. Пермь

Ravelev K.A., kravelev@gmail.com

Аннотация. На сегодняшний день отмечается высокая доля операций по соляно-кислотным обработкам скважин, которые не приводят к ожидаемым результатам, вследствие чего становится актуальным изучение путей повышения эффективности применяемых технологий по интенсификации добычи нефти. В рамках данного научного исследования предложена наиболее эффективная технология проведения соляно-кислотной обработки на нефтедобывающей скважине целевого нефтяного месторождения Пермского края. Предлагаемые технологические параметры нагнетания кислотного состава в пласт определены на основе результатов исследований Даккорда и Ленорманда, позволяющие оценить изменение скин-фактора с учетом множества факторов, к которым, помимо объема и темпа нагнетания кислотной композиции, относятся геологические особенности продуктивного пласта, свойства кислотного состава и конструктивные особенности строения скважины. При выполнении вычислительных операций и лабораторных исследований установлено значение снижения скин-фактора, которое в дальнейшем занесено в гидродинамическую модель. С помощью гидродинамического симулятора рассчитаны дебит и накопленная добыча нефти по базовому и предлагаемому вариантам до 2030 года. По результатам моделирования установлено, что рассматриваемая технология имеет значительную технологическую эффективность. Также проанализирована

экономическая составляющая, полученная на основе выручки от продажи дополнительно добытой нефти и затрат на проведение проектируемой соляно-кислотной обработки. В результате работы сделан вывод, что предлагаемая технология кислотного воздействия эффективна и рентабельна. Применяемый способ прогнозирования эффективности в данной работе может быть использован в нефтедобывающих компаниях для наиболее точного проектирования и проведения мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов.

Summary. Today, there is a high proportion of hydrochloric acid treatment well operations that do not lead to the expected results, as a result of which it becomes relevant to study ways to increase the effectiveness of the technologies used to intensify oil production. In the framework of this scientific study, the most effective technology for carrying out hydrochloric acid treatment at an oil well of a target oil field in the Perm Krai was proposed. The proposed technological parameters of injecting the acid composition into the reservoir are determined on the basis of the results of studies by Daccord and Lenormand, which make it possible to assess the change in the skin factor taking into account many factors, which, in addition to the volume and rate of injection of the acid composition, include

the geological features of the reservoir, the properties of the acid composition and structural features of the structure of the well. When performing computational operations and laboratory studies, the value of reducing the skin factor was established, which is then included in the hydrodynamic model. Using a hydrodynamic simulator, the flow rate and cumulative oil production were calculated according to the base and proposed options until 2030. Based on the simulation results, it was found that the technology under consideration has significant technological efficiency. Also analyzed is the economic component, obtained on the basis of the proceeds from the sale of additionally extracted oil and the costs of the designed hydrochloric acid treatment. As a result of the work, it was concluded that the proposed technology of acid exposure is effective and cost-effective. The applied method for predicting the effectiveness in this work can be used in oil companies for the most accurate design and implementation of measures to increase oil recovery.

Ключевые

слова: соляно-кислотная обработка, технико-экономическое обоснование, гидродинамическая модель,

скин-фактор, прогнозирование эффективности.

Keywords:

hydrochloric acid treatment, technical and economic substantiation, hydrodynamic model, skin factor, predicting the effectiveness.

1. Введение

На территории Пермского края больше половины запасов углеводородов залегают в карбонатных коллекторах. Разработка таких пластов, сложенных преимущественно известняком и доломитом с небольшим содержанием терригенного материала, сопровождается рядом проблем, вызванных, в первую очередь, сложным геологическим строением и высокой анизотропией коллекторских свойств [1-3], что свидетельствует о сложности извлечения нефти из карбонатных пластов.

С целью интенсификации добычи нефти и улучшения фильтрационно-емкостных свойств в призабойной зоне пласта (ПЗП) применяют соляно-кислотную обработку (СКО) [4-6]. Данный метод воздействия является менее затратным по сравнению с другими геолого-техническими мероприятиями и широко распространен в мировой нефтегазовой индустрии [7-9]. Однако,

анализируя научные публикации [10-12], можно отметить, что существует большая доля малоэффективных операций. Поэтому на сегодняшний день активно изучаются возможности повышения эффективности кислотного воздействия и различные симуляторы, позволяющие спрогнозировать технологический и экономический эффект от данного мероприятия.

Применение

современных лабораторных фильтрационных установок позволяет смоделировать процесс соляно-кислотной обработки на стандартном образце керна [13-15]. При проведении испытания создаются пластовые условия, и с помощью нагнетательного насоса подается кислотный состав (КС), формируя сквозной высокопроводящий канал, называемый «червоточиной», также, исходя из задач исследования, может быть произведена выдержка КС. По окончании испытания определяется коэффициент проницаемости керна с целью сравнения с его начальным значением и определения эффективности тестируемого КС и подобранных темпов и объемов его закачки на основе коэффициента восстановления, равному отношению значений проницаемостей после и до обработки [16-17].

В последнее время также активно развивается

направление, связанное с разработкой симуляторов, позволяющих спроектировать СКО на реальном объекте. В работах [18, 19] описаны технологии прогнозирования эффективности кислотного воздействия, основанные на моделировании с учетом геологических и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пропластков. Изученные методы моделирования позволяют спроектировать изменение поровой структуры в околоскважинной зоне пласта (ОЗП) и произвести расчет изменения скин-фактора S , который определяется, главным образом, из соотношения фильтрационных свойств приближенной и удаленной зон пласта [20, 21].

Отрицательное изменение дополнительного фильтрационного сопротивления течению флюидов в ПЗП ΔS характеризует успешность проведения СКО, исходя из формулы Дюпюи (выражение 1), позволяющей оценить дебит скважины с учетом данного параметра [22]:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{\text{пр}} \cdot h \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\mu_{\text{н}} \cdot b_{\text{н}} \cdot \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + S_1 + \Delta S \right)} \quad (1)$$

где $k_{\text{пр}}$ – проницаемость пласта, м^2 ; h – перфорированная толщина пласта, м ; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, Па ; $P_{\text{заб}}$ – забойное давление, Па ;

– коэффициент динамической вязкости нефти, Па·с; b_n – коэффициент объемного сжатия нефти, м³/м³; R_k – радиус контура питания, м; r_c – радиус скважины, м; S_1 – скин-фактор до СКО; – изменение скин-фактора после проведения СКО.

Исходя из представленного выражения 1, можно сказать, что наибольшему снижению скин-фактора соответствует наибольшее увеличение прироста добычи нефти из скважины.

2. Подбор технологических параметров нагнетания кислотного состава в пласт

В работе предлагается способ проведения технико-экономической оценки выбора технологических параметров нагнетания КС при проведении СКО на одной из добывающих скважин, эксплуатирующей нефтенасыщенный пласт в пределах Пермского края. К технологическим параметрам нагнетания КС относятся его объем и темп закачки в продуктивный горизонт. С целью оптимального определения данных параметров в настоящем исследовании задействованы результаты исследований Даккорда и Ленорманда, которые изучали взаимодействие КС и горной породы. Их эксперименты позволили вывести эмпирическое уравнение [23, 24], с помощью которого возможно оценить изменение скин-фактора после обработки ПЗП кислотной композицией (выражение 2):

$$\Delta S = -\frac{1}{d} \cdot \ln \left(1 + A_c \cdot \left(\frac{D \cdot h}{q} \right)^{1/3} \cdot \frac{b \cdot V}{\pi \cdot h \cdot m \cdot r_c^d} \right) \quad (2)$$

где d – фрактальная размерность образовавшейся в ПЗП структуры порового пространства; A_c – кислотное число, д. ед.; D – коэффициент диффузии, $\text{м}^2/\text{с}$; h – перфорированная толщина пласта, м; q – темп закачки кислотного состава, $\text{м}^3/\text{с}$; b – константа, принимая равной $1,7 \cdot 10^4$; V – объем закачиваемого КС, м^3 ; m – пористость, %; r_c – радиус скважины, м.

Анализируя

данное выражение, можно отметить, что для наибольшего снижения дополнительного фильтрационного сопротивления необходимо закачивать больший объем КС с малым темпом, что приведет к наибольшему приросту добычи нефти.

Согласно

информации, представленной в работе [25], большеобъемная соляно-кислотная обработка проводится при удельных расходах КС в диапазоне 3-5 $\text{м}^3/\text{м}$ интервала обработки. Учитывая вскрытую толщину нефтенасыщенного пласта рассматриваемой целевой скважиной, равную 7,5 м., следует, что объем кислотной композиции, нагнетаемой в ПЗП, должен составлять 37,5 м^3 для осуществления наиболее эффективного кислотного воздействия на целевом объекте.

С целью определения темпа закачки изучены технические характеристики насосного агрегата типа Азинмаш-30, с помощью которого реализуется нагнетание КС в пласт. В таблице 1 представлены производительность и давление, развиваемые данным агрегатом.

Таблица 1 – Производительность и давление, развиваемые насосным агрегатом типа Азинмаш-30

Скорост и	Диаметр плунжера, мм			
	100		120	
	производительность, л/с	давление, МПа	производительность, л/с	давление, МПа
II	2,24	50,0	3,23	34,4
III	4,28	25,9	6,16	18,0
IV	6,50	17,1	9,36	11,8
V	9,78	11,3	14,08	1,9

Исходя из данных, представленных в таблице 1, скорость нагнетания, соответствующая II скорости при диаметре плунжера 100 мм, является наиболее оптимальной, т.к. позволит достичь наибольшего изменения скин-фактора.

Для прогнозирования технико-экономической эффективности необходимо воспользоваться гидродинамическим симулятором, например, Tempest More, который позволит наиболее достоверно оценить прирост накопленной добычи нефти на несколько лет вперед при занесении в модель расчетного значения ΔS .

По окончании процесса моделирования и получения необходимых данных можно установить прибыльность проектируемого мероприятия, рассчитанную с учетом доходов от дополнительно добытой нефти и затрат на проведение СКО, после чего можно сделать заключение об эффективности выбранной технологии кислотного воздействия.

3. Результаты гидродинамического моделирования и экономическое обоснование предлагаемой технологии

Для определения изменения скин-фактора при проведении проектируемой СКО с установленными объемами и темпами нагнетания КС в нефтенасыщенный пласт, имеющий коэффициент пористости 15 %, на рассматриваемой скважине проведены лабораторные исследования по изучению фрактальной размерности образовавшейся в ПЗП структуры порового пространства, кислотного числа, коэффициента диффузии подобранной кислотной композиции из обзора научных работ по исследованию эффективности КС. В работе [26] отмечается высокая результативность состава ФЛАКСОКОР-210 марки Р, который был выбран в качестве нагнетаемого реагента при проектировании СКО на целевом объекте.

По окончании проведения лабораторных работ и вычислений определено ΔS , равное -4,1. Указанное числовое значение говорит о существенном улучшении состояния ПЗП и значительном приросте добычи нефти. С целью получения наиболее достоверных данных об увеличении накопленной добычи нефти проведено гидродинамическое моделирование дизайна кислотного воздействия на рассматриваемом объекте, гидродинамическая модель которого представлена на рисунке 1.

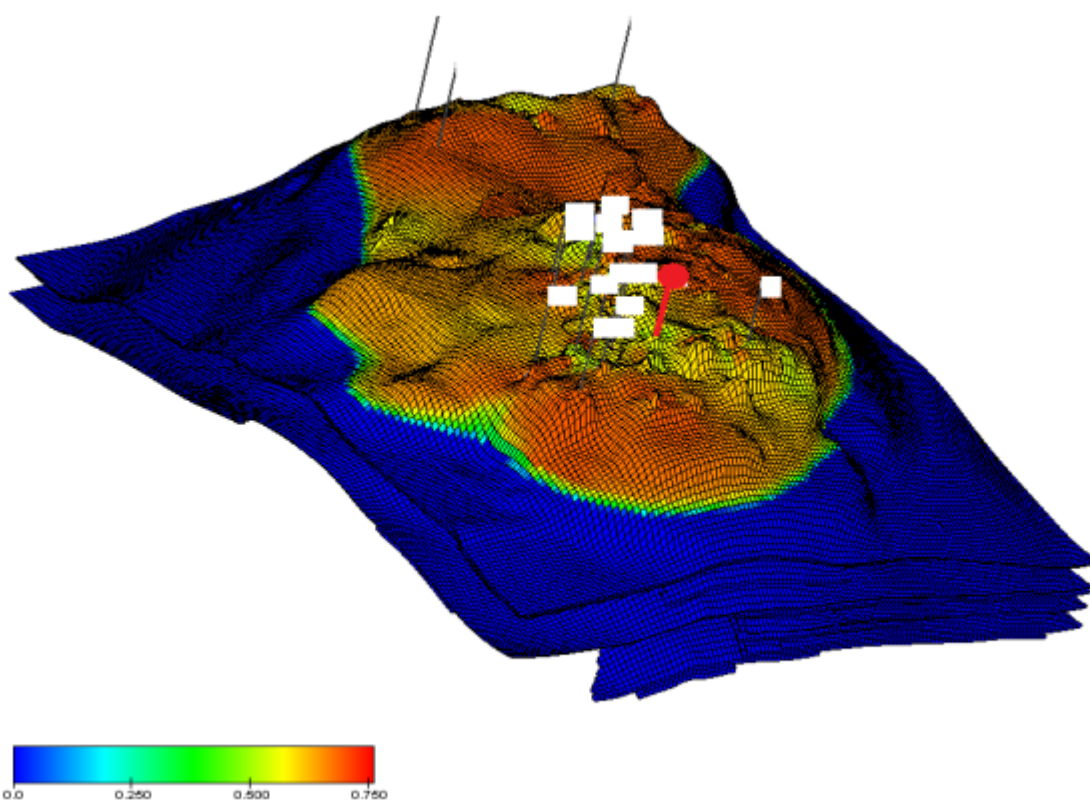


Рисунок 1 – Изображение гидродинамической модели целевого объекта

По результатам моделирования предлагаемой технологии проведения СКО получены ожидаемые значения дебита скважины по нефти и накопленной добычи по базовому и проектируемому вариантам. Исходя из полученных данных, выражен прирост годовой добычи нефти до 2030 года, который представлен на следующем графике (рисунок 2).

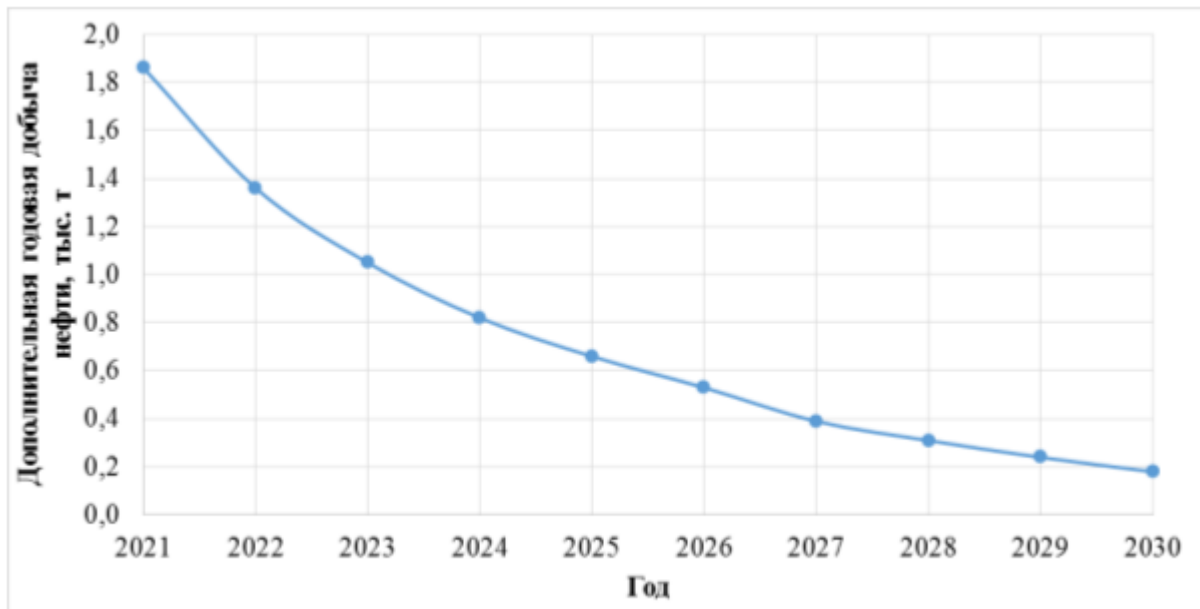


Рисунок 2 – Дополнительная годовая добыча нефти до 2030 года

С

целью экономического обоснования эффективности предлагаемой технологии проведения СК0 на целевом объекте произведен расчет чистого приведенного дохода до 2030 года. В оценке экономической эффективности СК0 учитываются только дополнительные (инкрементальные) доходы и расходы, которые изменяются вследствие проведения проектируемого мероприятия. Вычисления проводились по следующей методике:

1) В первую очередь определено изменение выручки за счет проведения моделируемой СК0 по формуле 3:

$$Bp_i = \sum_{i=1}^{T_{ГТМ}} Q_{ни} \cdot Ц_i \quad (3)$$

где Q_{ni} – изменение объемов добычи нефти по скважине за счет проведенного (планируемого) ГТМ за период действия технологического эффекта, определенного с годовым интервалом на i -том шаге, т.; C_i – цена реализации нефти на i -том шаге, руб/т.

2) Далее выполнен расчет денежного потока, связанного с проведением СКО, который представляет собой поток от поступления денежных средств за вычетом оттоков денежных средств. Этот поток определяется по выражению 4:

$$CF_i = BP_i - OExr_i - N_{ндпи} - N_{приб} - Z \quad (4)$$

где $OExr_i$ – изменение операционных расходов вследствие проведения СКО на i -том шаге (без НДС, налогов, включаемых в себестоимость и без учета амортизации), тыс. руб.; $N_{ндпи}$ – изменение налога на добычу полезных ископаемых вследствие проведения СКО на i -том шаге, тыс. руб.; $N_{приб}$ – изменение налога на прибыль вследствие проведения СКО на i -том шаге, тыс. руб.; Z – единовременные затраты на проведение СКО, тыс. руб.

3) Техничко-экономическая оценка эффективности СКО проводится с обязательным приведением (дисконтированием) предстоящих разновременных расходов и доходов к моменту начала (дате) проведения СКО. Дисконтирование расходов и доходов осуществляется путем умножения значения соответствующего показателя на каждом шагу расчетного периода i на коэффициент дисконтирования, рассчитываемый по выражению 5:

$$\alpha_i = \frac{1}{(1 + E)^{i-1}} \quad (5)$$

где i – текущий шаг расчета; E – ставка дисконтирования, принимаемая равной 0,15.

4) Заключительным этапом является расчет чистого приведенного дохода, определяемого как сумма текущих годовых значений чистого потока за расчетный период, приведенных к начальному шагу. Расчет производится по следующей формуле 6:

$$NPV = \sum_{i=1}^{T_{ГТМ}} \frac{CF_i}{(1 + E)^{i-1}} \quad (6)$$

На рисунке 3 приведен график динамики до 2030 года.

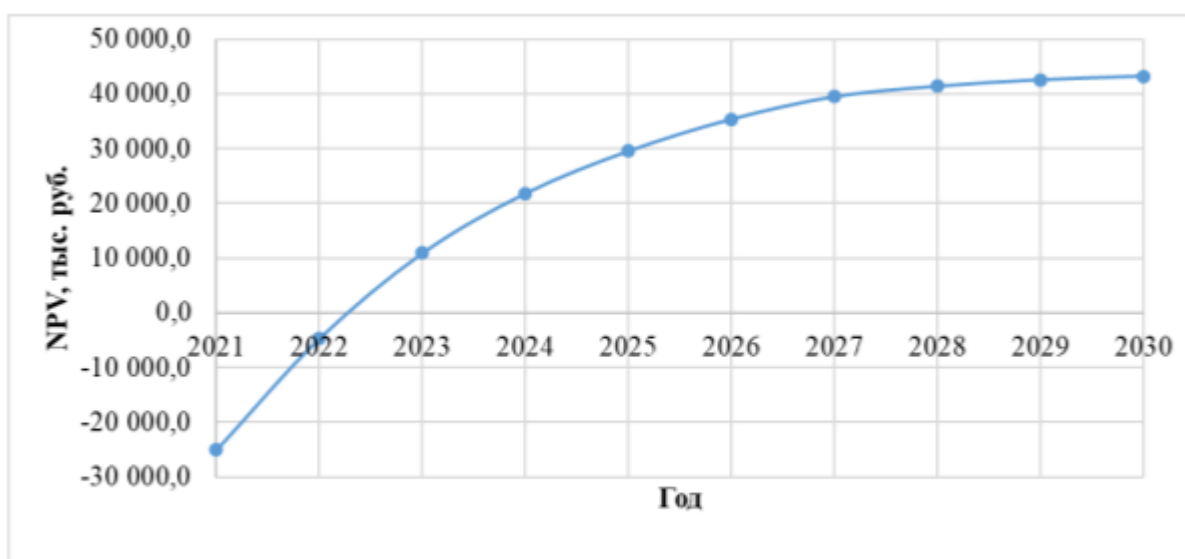


Рисунок 3 – График изменения NPV до 2030 года

Анализируя представленный график, можно отметить, что проектируемая технология проведения СКО является эффективной и рентабельной, так как значение на 2030 год составляет 43240,4 тыс. руб. Данное значение рассчитано с учетом выручки от продажи дополнительно добытой нефти, затрат на проведение проектируемой СКО, инфляции, налогов на добычу полезных ископаемых и прибыль, коэффициента дисконтирования и т.д.

4. Заключение

Дизайн соляно-кислотной обработки призабойной зоны пласта на нефтедобывающей скважине целевого месторождения Пермского края показал эффективность как с технологической точки зрения, заключающуюся в значительном приросте добычи нефти, а также с экономической точки зрения за счет ожидаемого получения выгоды от реализации дополнительно добытой нефти. В основе данного проектирования лежит полуэмпирическое уравнение Даккорда и Ленорманда, позволяющее оценить изменение дополнительного фильтрационного сопротивления, учитывая литолого-минералогический состав и емкостные свойства продуктивного пласта, свойства кислотного состава и технологические параметры его нагнетания, а также конструктивные особенности строения скважины. С целью достоверного

определения технологического эффекта использованы расчеты на гидродинамической модели пласта, в которое заложено расчетное значение изменения скин-фактора. Применяемый симулятор позволил определить прирост годовой добычи нефти в течение 10 лет, на основании которого произведена оценка экономической эффективности. С целью обоснования рентабельности мероприятия рассчитан чистый приведенный доход на 2030 год, который составил 43240,4 тыс. руб. Данное значение свидетельствует о прибыльности проектируемого мероприятия, что позволяет сказать о технико-экономической эффективности моделируемой технологии соляно-кислотной обработки. Применяемый способ определения технологии кислотного воздействия позволит в дальнейшем нефтедобывающим компаниям более обоснованно подходить к проектированию и проведению соляно-кислотных обработок, а также будет основой разработок новых методов определения эффективности различных геолого-технических мероприятий.

Литература

1. Farooq U. et al. Heterogeneity in the Petrophysical Properties of Carbonate Reservoirs in Tal Block //SPWLA 60th Annual Logging Symposium. – Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 2019.
2. Хижняк Г. П. и др. Исследование воздействия кислотогенерирующего состава на керны продуктивных отложений

Куюмбинского лицензионного участка
//Нефтяное хозяйство. – 2015. – №. 3. – С.
31-35.

3. Zhukov A. et al. Perspective View on Gas Well Stimulations in Case of Complex Carbonate Reservoir //SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2017.
4. Singh R. et al. Stimulation of Calcite-Rich Shales Using Nanoparticle-Microencapsulated Acids //SPE Journal. – 2019.
5. Ridner D. et al. Influence of Transport Conditions on Optimal Injection Rate for Acid Jetting in Carbonate Reservoirs //SPE Production & Operations. – 2019.
6. 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.
7. Moid F. et al. Acid Stimulation Improvement with the Use of New Particulate Base Diverter to Improve Zonal Coverage in HPHT Carbonate Reservoirs //International Petroleum Technology Conference. – International Petroleum Technology Conference, 2020.
8. Aidagulov G. et al. Effects of Pre-Existing Fractures on Carbonate Matrix Stimulation Studied by Large-Scale Radial Acidizing Experiments //SPE Middle

East Oil and Gas Show and Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2019.

9. Хузин Р. А., Хижняк Г. П. ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ И СКОРОСТИ ЗАКАЧКИ КИСЛОТЫ НА РАЗВИТИЕ ЧЕРВОТОЧИН ПРИ ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ //Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19. – №. 4. – С. 356-372.
10. Liu P. et al. Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Т. 154. – С. 284-301.
11. Santos R. M. et al. Distinguishing between carbonate and non-carbonate precipitates from the carbonation of calcium-containing organic acid leachates //Hydrometallurgy. – 2014. – Т. 147. – С. 90-94.
12. Яраханова Д. Г., Кольчугин А. Н. Применение горизонтальных скважин в неоднородных карбонатных коллекторах на примере черепетских отложений юго-востока Республики Татарстан //Нефтяное хозяйство. – 2016. – Т. 6. – С. 87.
13. Hall-Thompson B. et al. Acid Stimulation-Best Practices for Design, Selection and Testing of Acid Recipes in Low Permeability Carbonate Reservoirs //International Petroleum Technology Conference. – International

Petroleum

Technology Conference, 2020.

14. Thi L. A. P., Do H. T., Lo S. L. Enhancing decomposition rate of perfluorooctanoic acid by carbonate radical assisted sonochemical treatment //Ultrasonics sonochemistry. – 2014. – Т. 21. – №. 5. – С. 1875-1880.
15. Плотников В. В. и др. Влияние кислотных составов на упруго-прочностные свойства терригенных коллекторов Пермского края //Нефтяное хозяйство. – 2016. – №. 7. – С. 100-104.
16. Галкин В. И. и др. Влияние характеристик образцов и условий проведения экспериментов на эффективность применения кислотных составов //Нефтяное хозяйство. – 2015. – №. 9. – С. 30-33.
17. Kameda T., Tochinal M., Yoshioka T. Treatment of hydrochloric acid using Mg–Al layered double hydroxide intercalated with carbonate //Journal of Industrial and Engineering Chemistry. – 2016. – Т. 39. – С. 21-26.
18. Trushin Y. et al. Complex Approach to the Design of Acid Treatment of Carbonate Reservoirs //SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2019.
19. Khuzin R. et al. Improving Well Stimulation Technology Based on Acid Stimulation Modeling, Lab and Field Data Integration //SPE Russian Petroleum Technology

- Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2019.
20. Hawkins Jr M. F. et al. A note on the skin effect //Journal of Petroleum Technology. – 1956. – Т. 8. – №. 12. – С. 65-66.
21. Муфазалов Р. Ш. Скин-фактор. Исторические ошибки и заблуждения, допущенные в теории гидродинамики нефтяного пласта //Георесурсы. – 2013. – №. 5 (55).
22. Иконникова Л. Н., Золотухин А. Б. Оценка дебита нефтяной скважины при изменении забойного давления относительно давления насыщения //Нефтяное хозяйство. – 2018. – №. 3. – С. 43-45.
23. Daccord G. et al. Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon //SPE production engineering. – 1989. – Т. 4. – №. 01. – С. 63-68.
24. Иконникова Л. Н., Золотухин А. Б. Прогнозирование дебита скважины после соляно-кислотной обработки при забойном давлении ниже давления насыщения //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – №. 2. – С. 35-37.
25. Мусабилов М. Х. и др. Повышение эффективности пенокислотных и большеобъемных селективных обработок на карбонатных месторождениях ПАО «Татнефть» //Нефтяное хозяйство. – 2019. – №. 11. – С. 116-119.
26. Равелев К. А. Сравнительный анализ эффективности применения кислотных составов для проведения соляно-кислотной обработки призабойной зоны карбонатного

пласта //Проблемы разработки месторождений
углеводородных и рудных полезных
ископаемых. – 2019. – Т. 1. – С. 194-196.