

УДК 622.276.3

**АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ,
ПРОВОДИМЫХ В ПАО АНК «БАШНЕФТЬ»**

**ANALYSIS OF WELL INTERVENTIONS CARRIED
OUT AT PJSC "BASHNEFT"**

Круглов Р. В., Яркеева Н. Р., Круглова З. М.

**Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация**

R.V. Kruglov, N. R. Yarkееva, Z. M. Kruglova

**Ufa State Petroleum Technological University,
Ufa, the Russian Federation**

e-mail: ruslan.kruglov@mail.ru

Аннотация. В настоящее время в большинстве нефтегазодобывающих регионах наблюдается ухудшение структуры запасов и истощение высокопродуктивных залежей, что приводит к возрастанию доли трудноизвлекаемых запасов. Таким образом, важнейшей проблемой в нефтяной промышленности является повышение эффективности добычи нефти за счет использования геолого-технических мероприятий, предназначенных для интенсификации притока нефти к скважинам.

В данной работе приводится анализ эффективности применения методов интенсификации добычи нефти в ПАО АНК «Башнефть» по различным технологиям. На месторождениях РБ и месторождении им. Р. Требса анализируются соляно-кислотные обработки (СКО), соляно-кислотные ванны (СКВ), кислотные гидроразрывы пласта (КГРП).

В качестве факторов, влияющих на успешность обработок, проведенных в ПАО АНК «Башнефть» рассматривались приросты дебита

нефти и жидкости, коэффициенты продуктивности по нефти до и после обработок, а также удельные объемы закачки кислоты. Построены наглядные графики изменения данных факторов в зависимости от конкретного применяемого способа интенсификации добычи нефти.

Обработки по технологии КГРП показали более высокую кратность прироста продуктивности, чем после СКО. Между тем, СКО с применением KR-1НК показали наиболее эффективные результаты, чем простые СКО.

На месторождении им. Р. Требса большинство скважин показали положительную динамику после проведения СКО, что отразилось на приросте коэффициента продуктивности.

По результатам проведенного анализа сделаны выводы о дальнейшем применении рассмотренных методов интенсификации добычи нефти как на месторождениях РБ, так и на месторождении им. Р. Требса.

Abstract. Currently in most oil and gas producing regions, a deterioration of structure of reserves and the depletion of highly productive deposits, increasing the share of hard to recover reserves. Thus, the most important issue in oil industry is to increase the efficiency of oil production through the use of well interventions intended for the stimulation of oil wells.

In this paper analysis of efficiency of methods of stimulating production at ANK "Bashneft" according to different technologies was done. At the fields of RB and at the field of R. Trebsa the hydrochloric acid treatment (HAT), hydrochloric acid baths (HAB), acid hydraulic fracturing (AHF) were analyzed.

The factors that we use to estimate the success of the treatments conducted in ANK "Bashneft" were the increase of oil and liquids production, productivity index for oil before and after treatments, as well as specific volumes of acid injection. Built a clear dependence of the changes of these factors depending on the specific applied method of stimulating production.

Technology AHF showed a higher frequency of growth of productivity index than HAT. Meanwhile, the hydrochloric acid treatment with the use of KR-1HK showed better results than simple HAT.

At the field of R. Trebsa most of the wells showed a positive trend after the HAT, which is reflected in the growth of productivity index.

According to the results of the analysis the conclusions about the future applicability of the considered methods of stimulating production at the fields of RB and at the field of R. Trebsa were done.

Ключевые слова: соляно-кислотная обработка, соляно-кислотная ванна, кислотный гидроразрыв пласта, интенсификация добычи, призабойная зона пласта.

Key words: hydrochloric acid treatment, hydrochloric acid baths, acid hydraulic fracturing, production stimulation, bottomhole area.

Призабойная зона пласта (ПЗП) является одной из главных составляющих в гидродинамической системе пласт-скважина. Уменьшение поперечного сечения ПЗП по ряду причин ведет к увеличению скорости фильтрации и, как следствие, к увеличению фильтрационных сопротивлений, на преодоление которых энергии пласта будет расходоваться все больше и меньше на поднятие флюида от забоя до устья скважины, что будет способствовать раннему внедрению насосного способа эксплуатации скважин и, как следствие, увеличению себестоимости добычи. В целях снижения фильтрационных сопротивлений необходимо осуществлять мероприятия по воздействию на ПЗП для повышения проницаемости, улучшения сообщаемости со стволом скважины и по увеличению системы трещин или каналов для облегчения притока и снижения энергетических потерь в этой ограниченной области пласта [1,2].

В компании ПАО АНК «Башнефть» в первой половине 2015 года на месторождениях РБ было проведено более 100 скважино-операций по различным технологиям. На месторождении им. Р. Требса за 2015-2016 год было проведено 10 соляно-кислотных обработок. На рисунке 1 представлены обработки призабойной зоны (ОПЗ) за 2016 год по видам геолого-технических мероприятий (ГТМ) на месторождениях РБ[5].

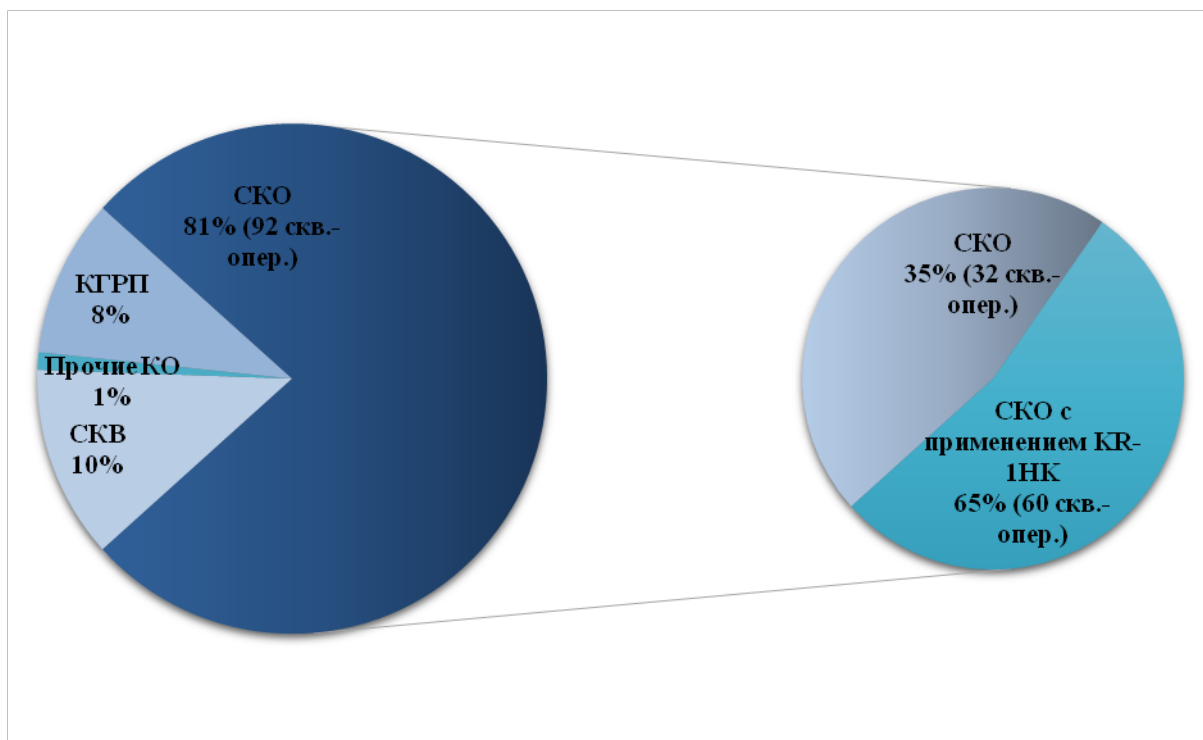


Рисунок 1. Выполненные ОПЗ за первое полугодие 2015 года по видам ГТМ

Из первой диаграммы видно, что наибольшую долю ГТМ составляют СКО – 81%. На второй диаграмме отражено подразделение СКО на простые СКО и СКО с применением KR-1НК.

Обработка скважин соляной кислотой нашла наиболее широкое распространение вследствие своей сравнительной простоты, дешевизны и часто встречающихся благоприятных для ее применения пластовых условий.

В нефтесодержащих породах нередко присутствуют в тех или иных количествах известняки, доломиты или карбонатные цементирующие вещества, которые соляная кислота хорошо растворяет.

Продукты реакции взаимодействия соляной кислоты с породой хорошо растворимы в воде, потому их удаление из ПЗП не представляет сложности.

При многократных обработках для каждой последующей операции растворяющая способность раствора должна увеличиваться за счет наращивания объема закачиваемого раствора, повышения концентрации кислоты, а также и за счет увеличения скорости закачки. Исходная концентрация раствора – 12 %, максимальная — 20 % .

Время выдержки кислоты зависит от многих факторов. Лабораторные опыты показывают, что кислота реагирует с карбонатами очень быстро, особенно в пористой среде. Повышенная температура ускоряет реакцию, а, следовательно, сокращает время выдержки кислоты на забое. При низких температурах, открытом забое и сохранении объема кислоты в пределах обрабатываемого интервала выдержка продолжается от 8 до 24 ч, при задавливании всей кислоты в пласт при пластовой температуре 15-30 °С – до 2 ч, при температуре 30-60 °С – до 1,5 ч.

Многочисленные опыты и исследования показали, что кислота в карбонатных породах не образует радиальных равномерно расходящихся каналов. Обычно это промоины - рукавообразные каналы неправильной формы, которые формируются преимущественно в каком-либо одном или нескольких направлениях. В пористых коллекторах с карбонатным цементирующим веществом растворение протекает более равномерно вокруг ствола скважины или перфорационных отверстий. Но все равно образующиеся каналы растворения далеки от правильной радиальной системы. Увеличение глубины проникновения раствора кислоты в породу достигается увеличением концентрации HCl в исходном растворе и

скорости прокачки, а также применением различных добавок, замедляющих реакцию.

Кислотные ванны применяются во всех скважинах с открытым забоем после бурения и при освоении, для очистки поверхности забоя от остатков цементной и глинистой корки, продуктов коррозии, кальцитовых выделений из пластовых вод и др. Для скважин, забой которых обсажен колонной и перфорирован, кислотные ванны проводить не рекомендуют. Объем кислотного раствора должен быть равен объему скважины от забоя до кровли обрабатываемого интервала, а башмак НКТ, через который закачивают раствор, спускается до подошвы пласта или забоя скважины. Применяется раствор НС1 повышенной концентрации (15-20%), так как его перемешивания на забое не происходит.

Время выдержки для нейтрализации кислоты для конкретного месторождения устанавливается опытным путем по замерам концентрации кислоты в отработанном и вытесненном на поверхность через НКТ растворе. Обычно время выдержки составляет 16-24 часов [3].

Кислотный ГРП зависит от способности вытравливания, обуславливающей проводимость трещины. В зависимости от литологии большинство карбонатных коллекторов гетерогенны и представляют собой градации от чистого известняка (CaCO_3) до доломита ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) и доломитизированного известняка. Ангидрит (CaSO_4), относительно неактивный по сравнению с реакцией кислоты с карбонатами, также часто присутствует в форме включений.

При закачке кислоты в трещину, удаление карбонатов происходит намного быстрее, чем других минералов. Это обуславливает неровность поверхности трещины. При закрытии трещины нерастворенные целики препятствуют этому закрытию. Пустое пространство в вытравленных кислотой каналах создает высокую пропускную способность трещины, обеспечивающей увеличение притока к скважине даже при применении кислотного ГРП в высокодебитных скважинах. Для эффективности

кислотного ГРП важно, чтобы вытравленные кислотой каналы оставались открытыми [4].

При кислотном ГРП успешно используется соляная кислота (в концентрациях 15%, 20%, и 28%). Хотя более сильные кислоты требуют применения большего количества ингибиторов, их растворяющая способность становится намного больше (растворяется большее количество карбонатов на галлон кислоты) и полагается, что повышенный расход кислоты при ее закачке в пласт создает более длинные каналы. Так или иначе, сильные кислоты могут вызвать образование осадков при их смешивании с определенными фракциями нефти в пласте.

Растворы органических кислот при высоких температурах свыше 120 °С (такие как уксусная, муравьиная) могут иметь растворяющую способность подобную 15% HCl. Органическая кислота эффективно реагирует при повышенных температурах и не является такой коррозионно-активной, как соляная кислота. Так как концентрированная органическая кислота может приводить к образованию нерастворимых ацетатов и формированию осадков при кислотной обработке карбонатных коллекторов, ее использование обычно ограничено концентрациями 13% уксусной и 19% муравьиной кислот. Так как кислоты очень активны, важно, чтобы при кислотном ГРП каждая из них использовалась с определенными химическими добавками, повышающими эффективность взаимодействия с породой [4].

В качестве факторов, влияющих на успешность обработок, проведенных в ПАО АНК «Башнефть» рассматривались приросты дебита нефти и жидкости, коэффициенты продуктивности по нефти до и после обработок, а также удельные объемы закачки кислоты.

Ниже представлена таблица 1, показывающая удельные объемы закачки ($V/h_{эфф}$), пусковые дебиты по жидкости и нефти, приросты дебита жидкости и нефти после ГТМ.

Таблица 1. Эффективность ОПЗ по приросту дебита жидкости и нефти в ПАО АНК «Башнефть»

Вид ГТМ	Кол-во скважин	Удельный объем кислоты, $V/h_{эфф}$, м ³ /м	$Q_{ж}$ после кислотной обработки, м ³ /сут	$Q_{н}$ после кислотной обработки, т/сут	Прирост дебита жидкости $dQ_{ж}$, м ³ /сут	Прирост дебита нефти $dQ_{н}$, т/сут
1. СКО	32	3,34	11,0	5,0	7,1	2,6
1. СКО + KR-1НК	60	3,52	11,0	4,7	3,8	3,2
2. СКВ	11	1,7	7,8	3,6	4,7	2,1
3. КГРП	9	4,3	21,0	13,5	15,6	9,2
4. Прочие кислотные обработки	1	3,0	6,5	4,0	4,8	2,6
Общий итог	113	3,2	11,5	6,2	7,1	4,0

Из таблицы 1 можно сделать вывод, что наилучшими средними значениями прироста дебитов жидкости и нефти характеризуется КГРП (15,6 м³/сут и 9,2 т/сут соответственно), также высокие значения этих же параметров достигаются при СКО с применением KR-1НК (3,8 м³/сут по жидкости и 3,2 т/сут по нефти). При этом следует отметить, что в случае СКО с применением KR-1НК средний прирост дебита нефти на 23% выше, чем при стандартной СКО.

Наибольший средний удельный расход объема кислоты достигается при КГРП 4,3 м³/м, при СКО этот же параметр достиг 3,34 м³/м, при СКО с применением KR-1НК – 3,52 м³/м и при прочих КО – 3 м³/м. Наибольшее количество операций, а именно 92 операции, проведено по технологии СКО, из которых 60 обработок проводилось с применением KR-1НК (рисунок 1).

Эффективность ОПЗ кислотными композициями по кратности прироста коэффициента продуктивности представлена в таблице 2.

Таблица 2. Эффективность ОПЗ по кратности прироста коэффициента продуктивности

Вид ГТМ	К _{пр} до кислотной обработки, м ³ /сут*ат	К _{пр} после кислотной обработки, м ³ /сут*ат	V кислоты, м ³	Кратность прироста коэффициента продуктивности, д.ед.
1. СКО	0,037	0,09	19,0	2,43
2. СКО+KR-1НК	0,06	0,2	17,8	3,33
3. СКВ	0,03	0,06	17,6	2,0
4. КГРП	0,08	0,52	21,6	6,5
5. Прочие КО	0,03	0,1	12,0	3,0

Из таблицы 2 следует, что наилучшим средним значением кратности прироста коэффициента продуктивности характеризуется КГРП, также достаточно высоким значением обладает технология СКО с применением KR-1НК. В то же время наибольший объем затраченной кислоты приходится на КГРП. Также мы видим, что кратность прироста коэффициента продуктивности для СКВ, равная 2,0, наименьшая [5]. В целом, следует отметить, что средние значения прироста по дебиту нефти и кратности прироста коэффициента продуктивности по всем видам работ показывают достаточно высокую эффективность. По всем технологиям средний прирост по нефти за 2015-2016 год составил более 2 т/сут (таблица 1).

Рассмотрим эффективность СКО с применением реагента KR-1НК, и сравним результаты их применения с результатами простых СКО по кратности прироста коэффициента продуктивности. Коэффициент продуктивности после ГТМ по технологии СКО с применением KR-1НК в среднем в 3,33 раза превышает этот же показатель до проведения обработки, тогда как, при простой СКО этот показатель увеличивается в 2,43 раза. Следовательно, можно сделать вывод, что операции с применением реагента KR-1НК являются более эффективными, чем простые СКО.

На месторождениях, разрабатываемых НГДУ «Арланнефть» было проведено 47 обработок, из них 40 по технологии СКО, 6 операции по КГРП и прочие КО [6].

Результаты технологических показателей приведены на рисунке 3.

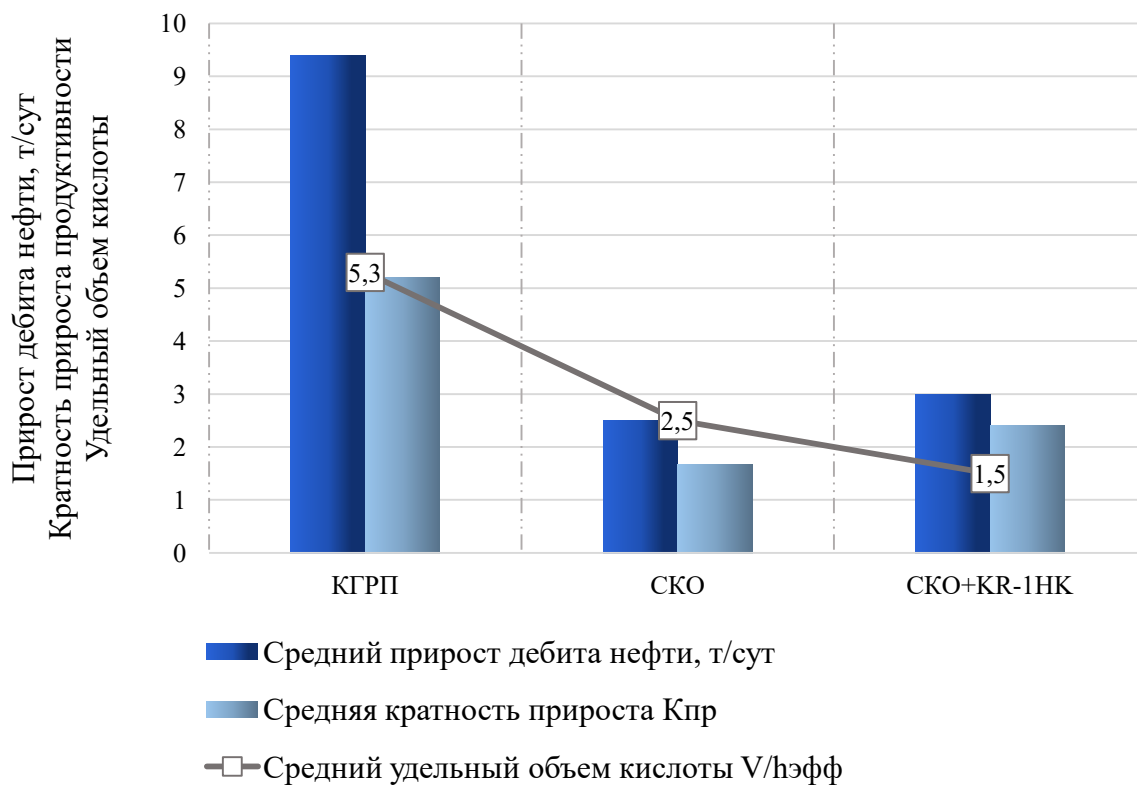


Рисунок 3. Технологические показатели эффективности обработок на объектах, разрабатываемых НГДУ «Арланнефть»

Из рисунка 3 видно, что наиболее эффективные результаты показали обработки, проведенные по технологии КГРП. Средний прирост дебита нефти составил 9,4 т/сут, кратность прироста продуктивности в среднем составила 5,2. При СКО с применением KR-1НК средний прирост дебита нефти - 3 т/сут, кратность прироста продуктивности в среднем – 2,4 [5].

На месторождениях, разрабатываемых НГДУ «Ишимбайнефть» было проведено 18 обработок, из них 17 по технологии СКО и 1 операция по КГРП [6].

Результаты технологических показателей приведены на рисунке4[5].

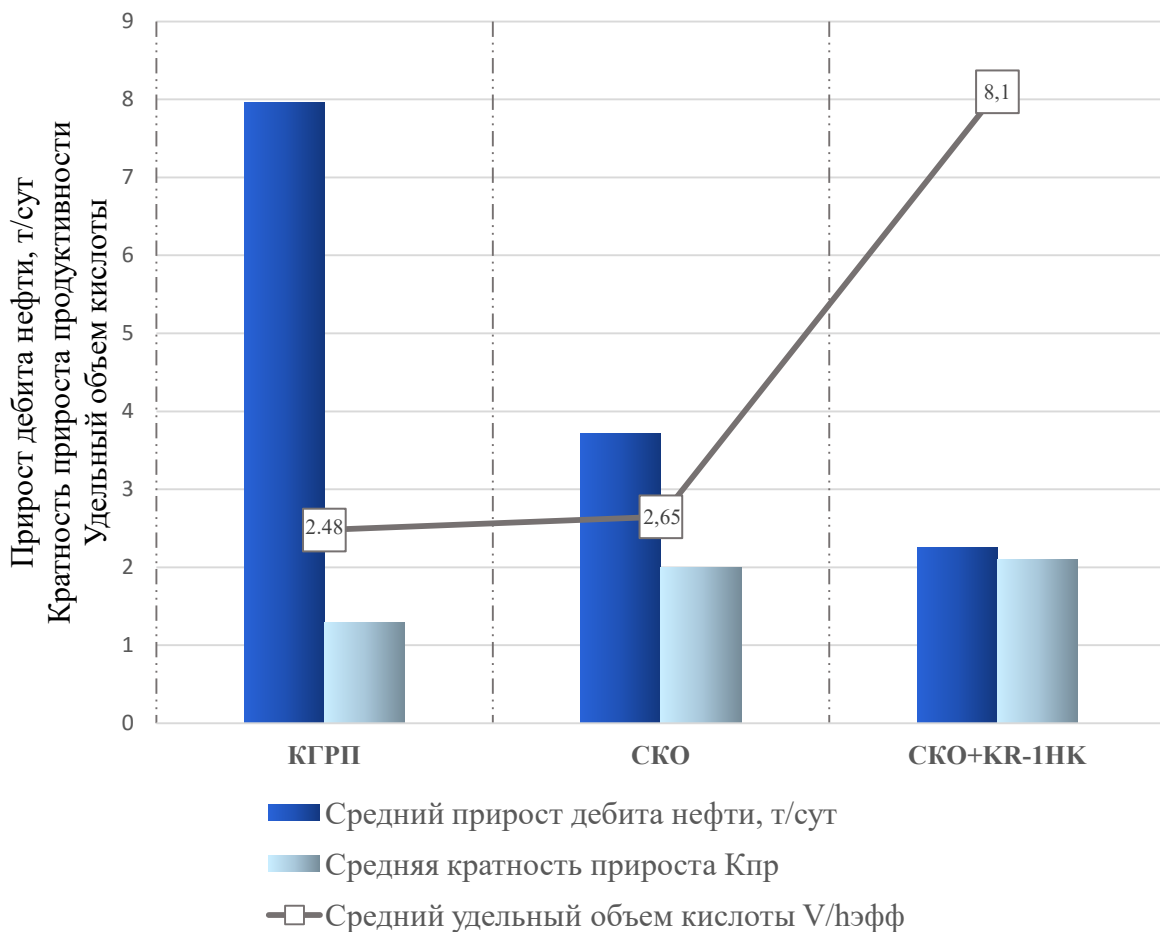


Рисунок 4. Технологические показатели эффективности обработок на объектах, разрабатываемых НГДУ «Ишимбайнефть»

Из рисунка 4 видно, что при СКО с применением KR-1НК средний прирост дебита нефти составил 2,26 т/сут, кратность прироста продуктивности в среднем составила 2,1, тогда как при обычной СКО прирост дебит нефти составил 3,72 т/сут, а кратность прироста продуктивности - 2,0.

На месторождениях, разрабатываемых НГДУ «Туймазанефть» было проведено 13 обработок, из них 11 по технологии СКВ и 2 операции по СКО [6].

Результаты технологических показателей приведены на рисунке 5.

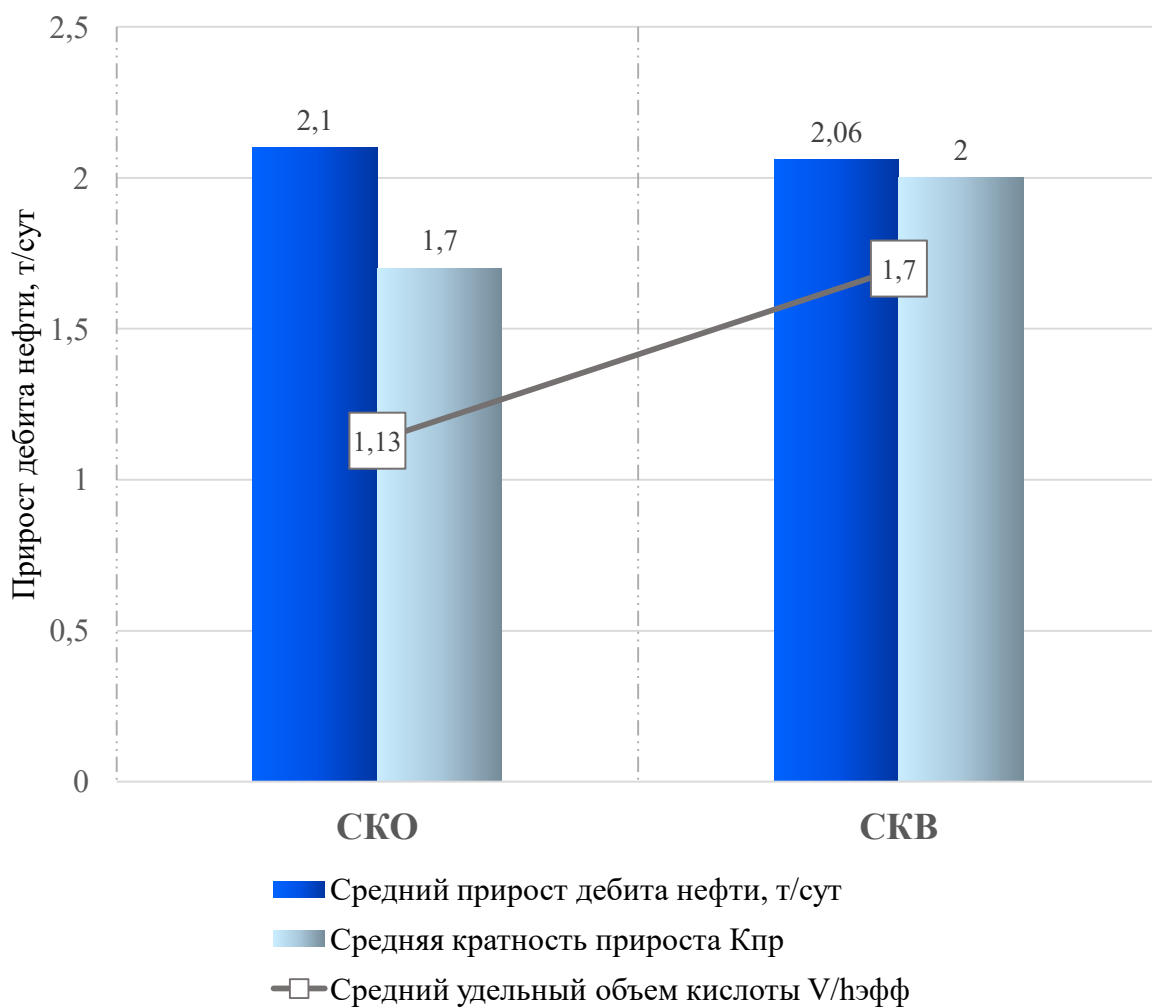


Рисунок 5. Технологические показатели эффективности обработок на объектах, разрабатываемых НГДУ «Туймазанефть»

При СКО средний прирост дебита нефти составил 2,1 т/сут, кратность прироста продуктивности в среднем составила 1,7. При СКВ прирост дебита нефти составил 2,06 т/сут, а кратность прироста продуктивности – 2,0 [5].

На месторождениях, разрабатываемых НГДУ «Уфанефть» было проведено 11 обработок, из них 6 по технологии СКО и 1 операция по КГРП [6].

Результаты технологических показателей приведены в таблице 3.

Таблица 3. Эффективность технологий ОПЗ на объектах, разрабатываемых НГДУ «Уфанефть»

Вид ГТМ	Кол-во операций	Средний удельный объем кислоты $V/h_{эф}$, m^3/m	Средний прирост дебита нефти, т/сут	Средняя кратность прироста коэффициента продуктивности
1. КГРП	1	2,33	10,7	6,5
2. СКО	6	2,4	2,0	2,9
3. СКО+KR-1НК	4	1,25	1,2	2,92

При СКО средний прирост дебита нефти составил 2,0 т/сут, кратность прироста продуктивности в среднем составила 2,9. Как видно из таблицы 3, наибольший прирост дебита по нефти отмечается у КГРП – 10,7 т/сут [5].

На месторождениях, разрабатываемых НГДУ «Чекмагушнефть» было проведено 8 обработок по технологии СКО [6].

Результаты технологических показателей приведены в таблице 4.

Таблица 4. Эффективность технологий ОПЗ на объектах, разрабатываемых НГДУ «Чекмагушнефть»

Вид ГТМ	Кол-во операции	Средний удельный объем кислоты $V/h_{эф}$, m^3/m	Средний прирост дебита нефти, т/сут	Средняя кратность прироста коэффициента продуктивности
СКО	8	2,8	2,3	3,5
СКО+KR-1НК	10	3,2	5,4	9,4

Обработки показали достаточно высокую эффективность. При СКО с применением KR-1НК прирост дебита нефти составляет 5,4 т/сут, а кратность прироста продуктивности – 9,4. [5].

На месторождении им. Р. Требса, разрабатываемым ООО «Башнефть-Полнос» было проведено 10 соляно-кислотных обработок призабойной зоны пласта (ПЗП) за 2015 и 2016 год. В 2015 году было обработано шесть скважин, в 2016 – четыре добывающих скважин.

При СКО в 2015-2016 годах применялся кислотный состав Флаксокор-210 марки О с концентрацией соляной кислоты равной 12 % и кислотный состав KR-1НК марки Крезол с концентрацией соляной кислоты равной 12% по скважине № 11 и с концентрацией соляной кислоты равной 16% по скважине № 13. Удельный объем закаченного кислотного состава колебался от 0,6 м³/м до 3,48 м³/м в зависимости от каждой конкретной обработки, в среднем составив 1,7 м³/м [7].

На рисунке 7 представлены значения дебита нефти до и после кислотных обработок по скважинам.

Из рисунка 7 видно, что по всем скважинам, за исключением скважины № 13, в 2015-2016 годах получен положительный прирост дебита нефти, который составил от 2 т/сут (скв. № 15) до 60 т/сут (скв. № 23). Отрицательный эффект получен после вторичной СКО скважины № 13 в 2016 году, в то время как первичная СКО этой же скважины в 2015 году привела к приросту дебита нефти на 10 т/сут. На рисунке 8 также представлены дополнительные параметры проведенных кислотных обработок на месторождении им. Р. Требса.

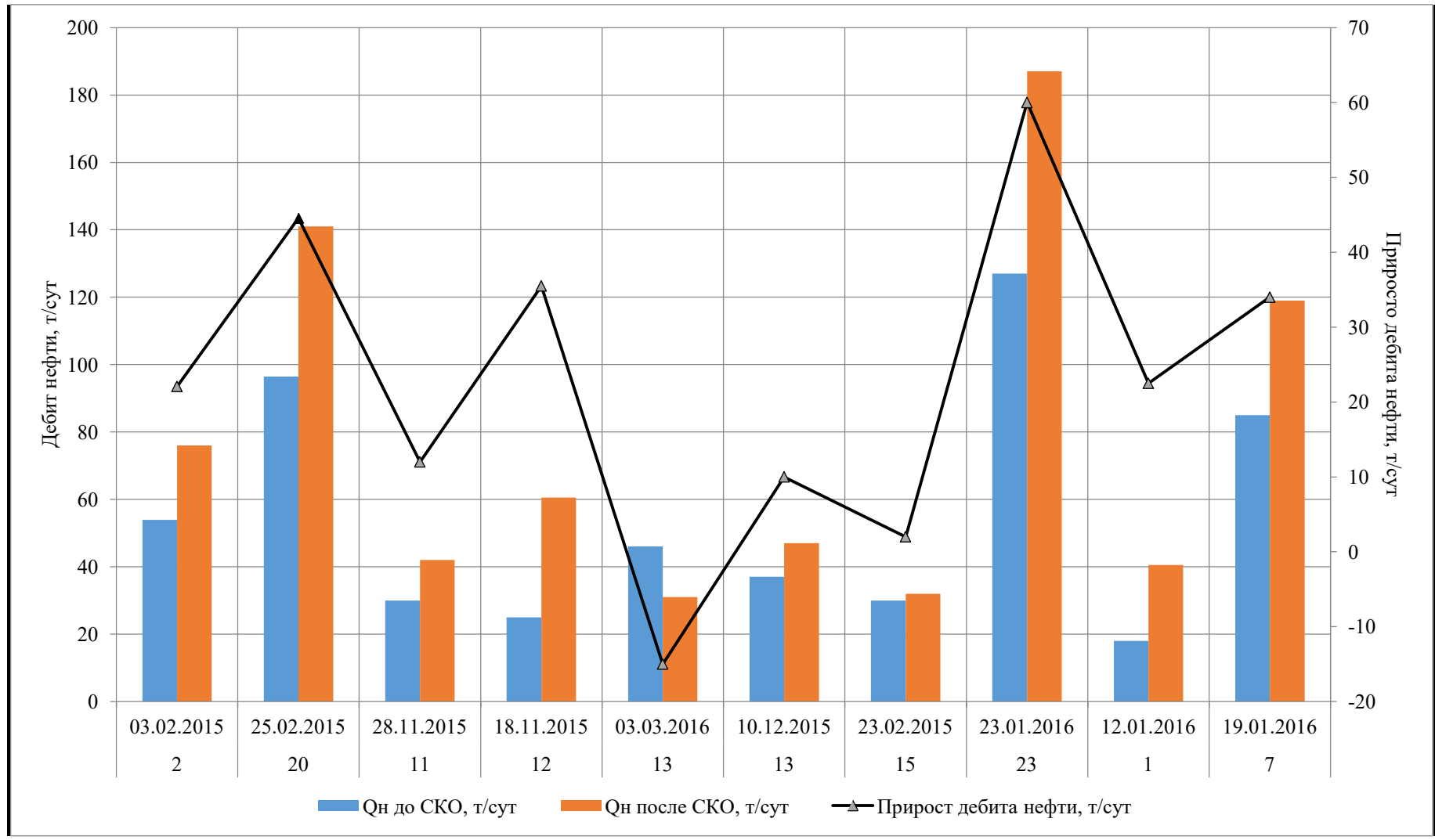


Рисунок 7. Результаты проведенных кислотных обработок на месторождении им. Р.Требса

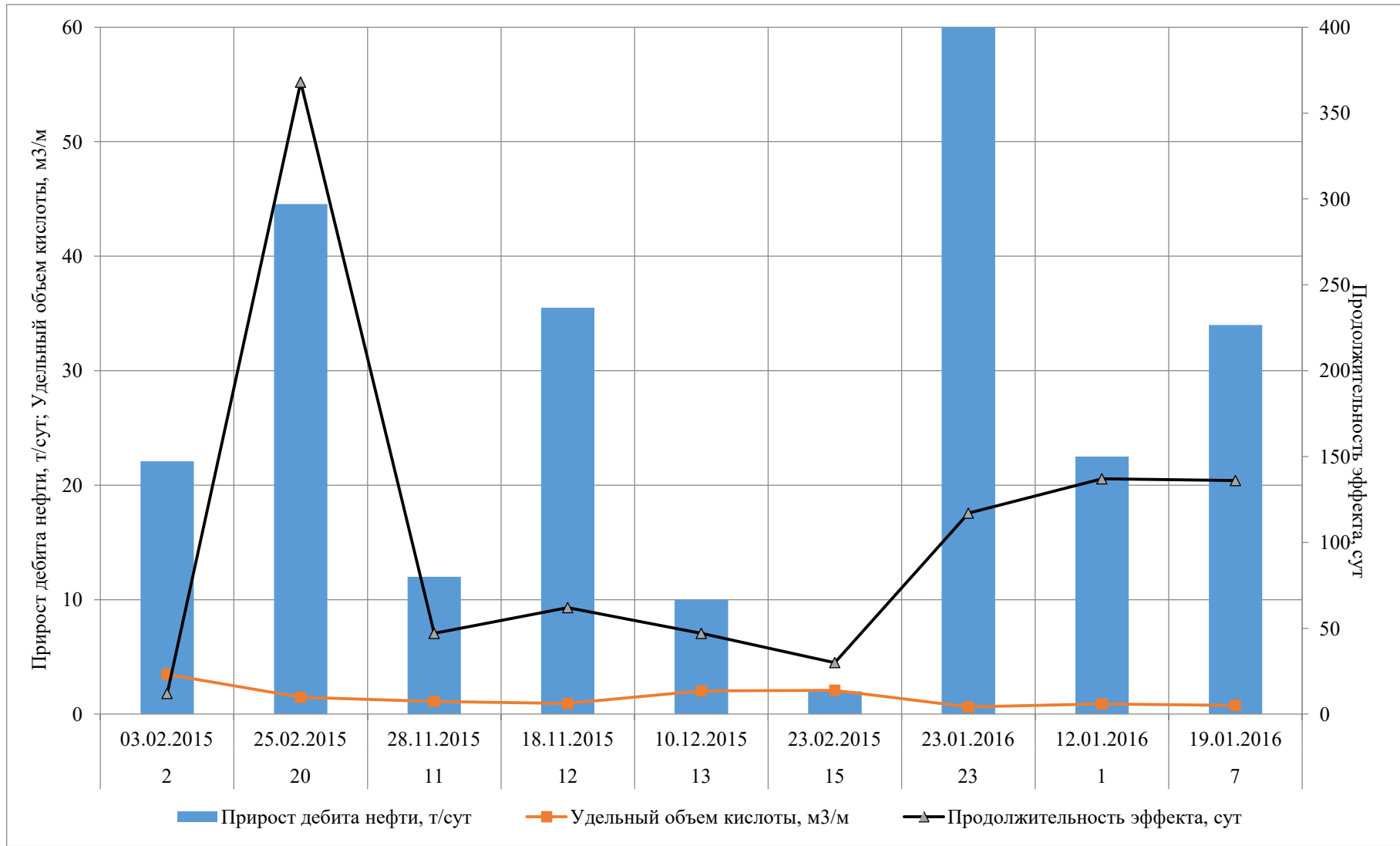


Рисунок 8. Результаты проведенных кислотных обработок на месторождении им. Р. Требса

Из рисунка 8 видно, что продолжительность эффекта после СКО – от 12 сут (скв. № 2) до 368 сут (скв. № 20), средняя продолжительность эффекта – 96 сут (рисунок 8). По двум скважинам № 1 и № 23 эффект от СКО наблюдается по настоящее время, составив на июнь 2016 года 137 и 117 сут соответственно. Средний прирост дебита нефти – 27 т/сут.

Для определения эффективности СКО на месторождении им. Р. Требса также была произведена сравнительная оценка продуктивности до и после СКО. В качестве дебита жидкости скважины после СКО использовалось среднесуточное значение дебита жидкости скважины на момент выхода скважины на установившийся режим эксплуатации. В таблице 5 представлена подробная информация о технологических параметрах работы скважин на месторождении им. Р. Требса до и после СКО.

Таблица 5. Технологические параметры работы обработанных скважин

Номер скважины	Дебит нефти, т/сут		Коэффициент продуктивности, м ³ /сут/атм		Дополнительная добыча нефти, т
	До СКО	После СКО	До СКО	После СКО	
2	54	76	0,783	1,1	173
20	96,4	141	0,98	1,44	1616
11	30	42	0,33	0,331	138
12	25	60,5	0,14	0,52	819
13	46	31	0,6	0,41	-
13	37	47	0,48	0,61	493
15	30	32	0,469	0,464	48
23	127	187	4,5	6,6	8385
1	18	40,5	0,6	1,35	3345,5
7	85	119	1,03	1,58	3526
Всего	10 скважино-обработок				18544

Из таблицы 5 видно, что прирост продуктивности наблюдается по 7 скважино-обработкам из десяти. Наибольший прирост в 3,7 раза отмечается по скважине № 12, тогда как по остальным скважинам он составляет в среднем от 1,27 до 2,25 раз[9].

Выводы

В анализе рассмотрены обработки скважин, проведенные компанией ПАО АНК «Башнефть». Основные технологии, по которым проводилась обработка это: СКО, СКО с применением KR-1НК, СКВ, КГРП. Обработки по технологии КГРП показывают более высокую кратность прироста продуктивности, чем после обычной СКО. Это может быть связано с тем, что при использовании СКО существует большая вероятность выпадения вторичных кольматантов гипсов [8], фторидов и нерастворимых солей Al^{3+} , Fe^{3+} , Ba^{2+} , Ca^{2+} и образования нефтекислотных эмульсий [9], в отличие от СКО с применением KR-1НК, которая лишена подобных недостатков.

СКО с применением KR-1НК показали наиболее эффективные результаты, чем обычные СКО. Коэффициент продуктивности после ГТМ по технологии СКО с применением KR-1НК в среднем в 3,33 раза превышает этот же показатель до проведения обработки, в отличие от простой СКО, при которой прирост коэффициента продуктивности в 1,4 раза меньше в сравнении с СКО с применением KR-1НК.

На месторождении им. Р. Требса за анализируемый период провели соляно-кислотную обработку десяти скважин. Дополнительная добыча нефти в результате СКО составила 18,5 тыс. т. По двум скважинам прирост коэффициента продуктивности не наблюдается, несмотря на рост дебита по нефти. Наибольшая величина дополнительной добычи нефти зафиксирована по высокодебитной скважине № 23, это можно объяснить переходом фонтанного режима работы скважины на механический (УЭЦН) и относительно высокими значениями коэффициента продуктивности скважины, причем эффект от СКО продолжается в настоящее время.

На основе проанализированных промысловых данных рекомендуется дальнейшее использование рассмотренных методов интенсификации добычи нефти, как в условиях месторождений РБ, так и в условиях

месторождения им. Р. Требса. Также, требуется более широкое применение СКО совместно с КР-1НК при последующих обработках скважин и определение условий, при которых данная технология будет наиболее эффективна.

Список используемых источников

1 Поплыгин В.В., Белоглазова Е.А., Иванова А.С. Анализ результатов проведения кислотных обработок в сложных геолого-технических условиях // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2014. № 10. с. 83-90

2 Влияние искривленности ствола и геохимических процессов в пластах на срок службы скважин / А.Г. Шакрисламов, Ю.В. Антипин, Б.Р. Гильмутдинов, Н. Р. Яркеева // Нефтяное хозяйство. 2008. №6. С. 112-115.

3 Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. 565 с.

4 OGCI/PetroSkills Hydraulic Fracturing Applications, Alfred R. Jennings, Jr. PE Enhanced Well Stimulation, Inc. 2003. 168 с.

5 Анализ результатов ОПР. Уфа: ООО «БашНИПИНефть», 2015. 126 с.

6 Обоснование проекта плана добычи нефти по месторождениям ОАО АНК «Башнефть» на 2009-2030 гг.: отчет о НИР / Башнефть-Геопроект. Уфа, 2008. С.36-57.

7 Подбор технологий ОПЗ (СКО) для наклонно-направленных и горизонтальных скважин месторождения им. Р. Требса. Уфа: ООО «БашНИПИНефть», 2014. 191 с.

8 Яркеева Н.Р. Оценка равновесной насыщенности попутно-добываемых вод сульфатом кальция в зависимости от их суммарной минерализации // Сборник научных трудов. Уфа: УГНТУ, 1999. С. 168-174

9 Гильмутдинов Р.С., Антипин Ю.В., Яркеева Н.Р. Процессы, приводящие к выделению сероводорода и образованию отложений сульфида железа в скважинах на поздней стадии разработки залежей // Повышение эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений: тез. докл. IV Конгресса нефтегазопромышленников России. Уфа: Башнипинефть, 2003. С. 120

References

1 Poplygin V.V., Beloglazova E.A., Ivanova A.S. Analiz rezul'tatov provedenija kislotnyh obrabotok v slozhnyh geologo-tehnicheskikh uslovijah// Vestnik PNIPU. Geologija. Neftgazovoe i gornoe delo. 2014. № 10. S. 83-90. [in Russian]

2 Vlijanie iskrivlennosti stvola i geohimicheskikh processov v plastah na srok sluzhby skvazhin / A.G. Shakrislamov, Ju.V. Antipin, B.R. Gil'mutdinov, N. R. Jarkeeva // Neftjanoe hozjajstvo. 2008. №6. S. 112-115. [in Russian]

3 Ivanov S.I. Intensifikacija pritoka nefti i gaza k skvazhinam. M.: ООО «Nedra-Biznescentr», 2006. 565 s. [in Russian]

4 OGCI/PetroSkills Hydraulic Fracturing Applications, Alfred R. Jennings, Jr. PE Enhanced Well Stimulation, Inc. 2003. 168 s. [in Russian]

5 Analiz rezul'tatov OPR. Ufa: ООО «BashNIPINeft'», 2015. 126 s. [in Russian]

6 Obosnovanie proekta plana dobychi nefti po mestorozhdenijam OAO ANK «Bashneft'» na 2009-2030 gg.:otchet o NIR / Bashneft'-Geoproekt. Ufa, 2008. S.36-57. [in Russian]

7 Podbor tehnologij OPZ (SKO) dlja naklonno-napravlennyh i gorizont'al'nyh skvazhin mestorozhdenija im. R. Trebsa. Ufa: ООО «BashNIPINeft'», 2014. 191 s. [in Russian]

8 Jarkeeva N.R. Ocenka ravnovesnoj nasyshhennosti poputno-dobyvaemyh vod sul'fatom kal'cija v zavisimosti ot ih summarnoj mineralizacii // Sbornik nauchnyh trudov. Ufa: UGNTU, 1999. S. 168-174. [in Russian]

9 Gil'mutdinov R.S., Antipin Ju.V., Jarkeeva N.R. Processy, privodjashhie k vydeleniju serovodoroda i obrazovaniju otlozhenij sul'fida zheleza v skvazhinah na pozdnej stadii razrabotki zalezhej // Povyshenie jeffektivnosti razrabotki neftjanyh i gazovyh mestorozhdenij: tez. dokl. IV Kongressa neftegazopromyshlennikov Rossii. Ufa: Bashnipineft', 2003. 120 s. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Круглов Р.В., магистрант, гр. МГР13-15-01, ФГБОУ ВО УГНТУ,
г. Уфа, Российская Федерация

R.V. Kruglov, Graduate Student, group MGR13-15-01, FSBEI HE USPTU,
Ufa, the Russian Federation

e-mail: ruslan.kruglov@mail.ru

Яркеева Н.Р., канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВО УГНТУ,
г. Уфа, Российская Федерация

N.R. Yarkeeva, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor of
the Chair « Development and exploitation of oil and gas fields », FSBEI HE
USPTU, Ufa, the Russian Federation

Круглова З.М., магистрант, гр. МГЛ21-15-01, ФГБОУ ВО УГНТУ,
г. Уфа, Российская Федерация

Z.M. Kruglova, Graduate Student, group MGL21-15-01, FSBEI HE
USPTU, Ufa, the Russian Federation