



Москва

ОАО "ВНИОЭНГ"

6(330).2019

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Геология, Геофизика

**и разработка
нефтяных и газовых
месторождений**

Geology,
geophysics
and development
of oil and gas fields

Открытое акционерное общество
"Всероссийский научно-исследовательский
институт организации, управления и экономики
нефтегазовой промышленности"
(ОАО "ВНИИОЭНГ")



ЛАУРЕАТ
ЗОЛОТОЙ МЕДАЛИ SPI
ПАРИЖ ФРАНЦИЯ

НАГРАЖДЕН ПАМЯТНЫМ ЗНАКОМ
"ЗОЛОТОЙ ИМПЕРИАЛ"
ЗА АКТИВНОЕ УЧАСТИЕ
В МЕЖДУНАРОДНЫХ ВЫСТАВКАХ
И ЯРМАРКАХ



*Журнал подготовлен по материалам
специалистов филиалов
ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг":*

- *ПермНИПИнефть,*
- *ВолгоградНИПИморнефть,*
- *КогалымНИПИнефть*

ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Geology, Geophysics and Development
of Oil and Gas Fields

.....
6(330) ♦ 2019 Москва • ВНИИОЭНГ

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫШЛЕННОГО ТИРАЖИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК С ПРИМЕНЕНИЕМ ОТКЛОНЯЮЩИХ СИСТЕМ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО "ЛУКОЙЛ–ПЕРМЬ"

С.С. Черепанов, Т.Р. Балдина
(ООО "ЛУКОЙЛ–ПЕРМЬ"),

А.В. Распопов, А.С. Казанцев, С.А. Чалин, С.А. Кондратьев, Т.С. Якимова, В.А. Жигалов,
С.Н. Глазырин, О.Б. Кукушкина, М.И. Кашин
(Филиал ООО "ЛУКОЙЛ–Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г. Перми),

А.А. Мокрушин, А.И. Шипилов
(АО "ПОЛИЭКС"),

М.С. Турбаков
(ПНИПУ)

Показаны результаты промышленного тиражирования технологий кислотных обработок с применением отклоняющих систем на месторождениях ООО "ЛУКОЙЛ–ПЕРМЬ". По результатам анализа работ, выполненных в 2017 г., определены основные параметры, влияющие на успешность кислотных ОПЗ с применением отклонителей: эффективная нефтенасыщенная толщина, число предыдущих обработок, устьевое давление закачки, соотношение объемов кислоты и отклонителя, удельные расходы кислотного состава. На основании полученных данных сформированы предложения по повышению эффективности кислотных ОПЗ с применением отклонителей. Соблюдение выданных рекомендаций позволило в основном сохранить средний прирост дебита нефти от кислотных ОПЗ с обратной эмульсией и СОКС на уровне 2017 г. в условиях увеличения обводнённости продукции скважин-кандидатов (в среднем с 46 до 51 %).

Ключевые слова: призабойная зона пласта (ПЗП); обработка призабойной зоны (ОПЗ); самоотклоняющийся кислотный состав (СОКС); инвертная эмульсия; геолого-технические мероприятия (ГТМ); интенсификация добычи нефти (ИДН); программное обеспечение (ПО).

DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-19-28

RESULTS OF INDUSTRIAL REPLICATION OF ACID TREATMENT TECHNOLOGIES BY USING DEFLECTION SYSTEMS AT THE DEPOSITS OF LLC "LUKOIL–PERM"

S.S. Cherepanov¹, T.R. Baldina¹, A.V. Raspopov², A.S. Kazantsev², S.A. Chalin², S.A. Kondratev², T.S. Yakimova², V.A. Zhigalov², S.N. Glazyrin², O.B. Kukushkina², M.I. Kashin², A.A. Mokrushin³, A.I. Shipilov³, M.S. Turbakov⁴
(¹LLC "LUKOIL – PERM", LUKOIL–Engineering Limited PermNIPIneft Branch Office in Perm, ³JSC "POLYEX", ⁴Perm National Research Polytechnic University)

The results of the industrial replication of acid treatment technologies with the use of deflecting systems at the fields of LLC "LUKOIL–PERM" are presented. According to the results of the works analysis carried out in 2017, the main parameters affecting the success of acidic bottomhole treatments (ABHT) using diverters: effective oil saturated thickness, number of previous treatments, wellhead injection pressure, ratio of acid and diverter volumes, specific consumption of acid composition. Based on the data obtained, proposals have been formed for increasing the effectiveness of acidic BHT using diverters. Compliance with the issued recommendations made it possible to mainly maintain the average increase in oil production from acidic BHT with reverse emulsion and self-deviating acidic composition (SDAC) at the level of 2017 in conditions of increasing water-flooding of candidate wells (on average from 46 to 51 %).

Keywords: bottom hole formation zone (BHFZ); bottom hole treatment (BHT); self-deflecting acid composition (SDAC); invert emulsion; geological-technical measures (GTM); enhancement of oil production (EOP); software.

Большинство месторождений Пермского края находится на 3-4-й стадии разработки, с каждым годом добыча нефти становится все сложнее, эпоха "легкой" нефти закончилась [1]. Сегодня значительная часть остаточных извлекаемых запасов находится в сложно построенных слоисто-неоднородных карбонатных коллекторах, существует проблема неравномерной выработки запасов нефти по разрезу. Эффективность применения стандартных подходов при обработках призабойной зоны пласта кислотными составами ежегодно снижается, требуется более индивидуальный и детальный подход к каждой скважине. Скважины-кандидаты

для проведения геолого-технических мероприятий все чаще не удовлетворяют критериям применения стандартных технологий обработки призабойной зоны (ОПЗ), в том числе по критерию обводнённости. Таким образом, технологии ОПЗ кислотными составами с применением отклоняющих систем являются одним из актуальных и приоритетных направлений развития технологий интенсификации добычи нефти (ИДН) в слоисто-неоднородных карбонатных коллекторах (рис. 1).

По результатам ранжирования добывающего фонда месторождений Пермского края определен потенциальный перечень скважин для ОПЗ с применением от-

клоняющих систем (542 скважины), основной объем скважин, требующих проведения ИДН, сосредоточен в нефтегазоносных комплексах, приуроченных к средним, нижним карбонноугольным и верхнедевонским отложениям [2].

В Филиале ООО "ЛУКОЙЛ–Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г. Перми организовано научно-инженерное сопровождение опытно-промышленных работ, которое включает в себя весь цикл апробации технологии: от лабораторного тестирования реагентов в "свободном объеме" и с использованием ядерного материала до апробации в промысловых условиях с полевым контролем химии и технологии. По итогам реализации данного подхода в 2015 г. испытаны и рекомендованы в промышленное применение две технологии ОПЗ с использованием отклоняющих систем. Цель испытания данных технологий – повышение эффективности стандартных кислотных обработок за счет подключения в разработку ранее недренируемых низкопроницаемых интервалов, а также расширение области проведения ОПЗ по критерию обводненности добываемой продукции с 30 до 60 %.

Первой из рассматриваемых промышленно-применяемых технологий является самоотклоняющаяся система (СОКС). Блокирующий гель образуется непосредственно в пластовых условиях по мере истощения кислотного состава в результате реакции с карбонатной породой, что позволяет отклонять последующие объемы кислотного состава с созданием сети каналов-червоточин. Преимущества применения данной технологии:

- отсутствие кольматации порового пространства коллектора в отличие от применения вязкоупругих жидкостей на основе полимеров;
- повышение эффективности использования соляной кислоты за счет отсутствия ее расходования на навернообразование;
- отсутствие необходимости высоких темпов закачки самоотклоняющегося кислотного состава и, соответственно, отсутствие необходимости привлечения дорогостоящей специализированной техники;
- возможность регулирования конечной вязкости самоотклоняющихся кислотных составов путем изменения его концентрации в широком диапазоне в зависимости от геологических условий и поставленных задач.

Технология ОПЗ с применением СОКС включает в себя чередующуюся закачку четырех пачек обычного кислотного состава и трех пачек СОКС. Начальная вязкость системы по данным лабораторных исследований 2015 г. при концентрации HCl 15 % составляет $\approx 10 \dots 15$ мПа·с при скорости сдвига 100 с^{-1} , максимальная – $80 \dots 90$ мПа·с при степени истощения кислоты $50 \dots 60$ %, конечная – $1 \dots 3$ мПа·с.

Второй промышленно-применяемой технологией на объектах ООО "ЛУКОЙЛ–ПЕРМЬ" является обработка ПЗП, при выполнении которой в качестве отклонителя используется обратная эмульсия. Отклонение кислотного состава основано на использовании свойств

обратных эмульсий, основными из которых являются: вязкость, адгезия и гидрофобность. К преимуществам используемого состава можно отнести возможность регулирования вязкости получаемой эмульсии в пределах $800 \dots 3000$ сП в зависимости от соотношения водной фазы и эмульгатора, что обеспечивает временную блокировку высокопроницаемых пропластков даже в условиях пониженного пластового давления. В результате взаимодействия обратной эмульсии с пластовой водой происходит увеличение реологических характеристик и стабильности, за счет чего обеспечивается исключение попадания кислоты в водонасыщенные пропластки.

Принцип кислотной обработки в данном случае основан на последовательной закачке эмульсии отклонителя и кислотного состава, отличительными особенностями которого являются высокая совместимость с нефтью различных типов и низкое межфазное натяжение на границе с нефтью, что обеспечивает глубокое проникновение в нефтенасыщенные низкопроницаемые зоны коллектора. Технология предполагает предварительную закачку части кислотного состава (как правило, в объеме НКТ), далее закачку обратной эмульсии и затем оставшийся объем кислотного состава. Приготовление эмульсии происходит путем смешения с хлоридом кальция удельным весом не менее $1,12 \text{ г/см}^3$ в соотношении 25:75. Вязкость системы при таком соотношении компонентов по данным лабораторных тестов составила около 790 мПа·с при скорости сдвига 100 с^{-1} .

В 2017 г. на месторождениях ООО "ЛУКОЙЛ–ПЕРМЬ" в рамках промышленного внедрения технологии кислотных обработок с отклонителями выполнено 15 обработок скважин с применением СОКС и 39 обработок с применением в качестве отклонителя инвертной эмульсии.

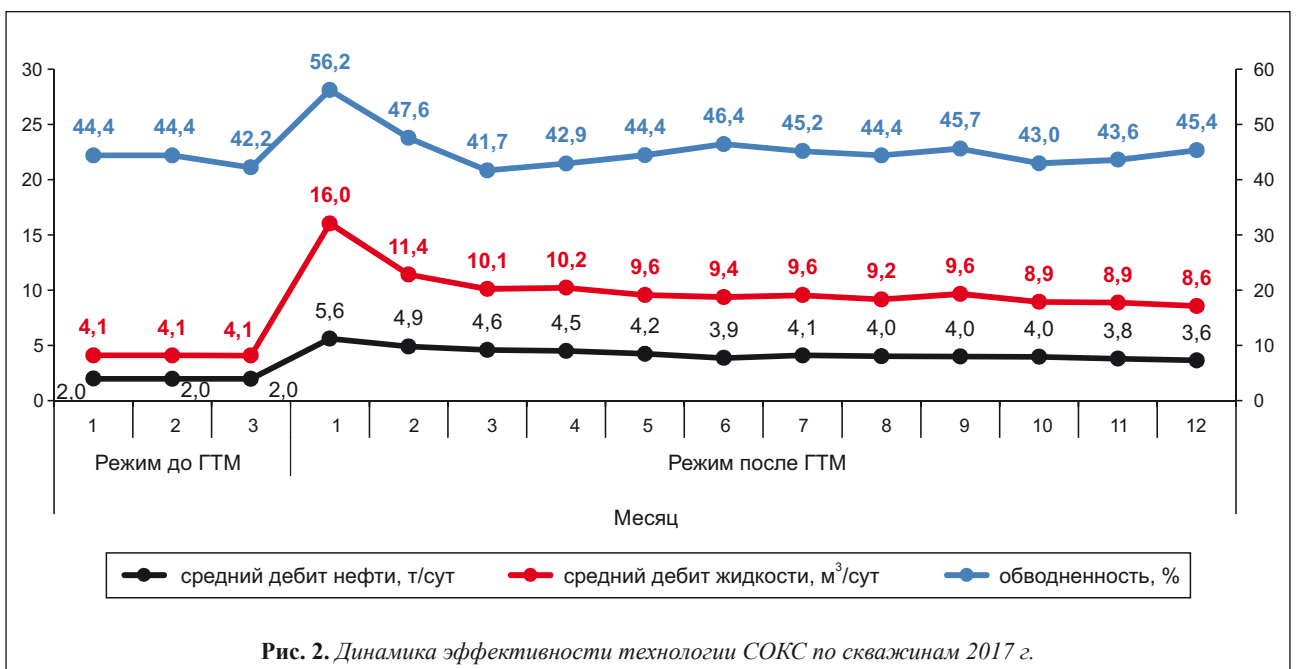
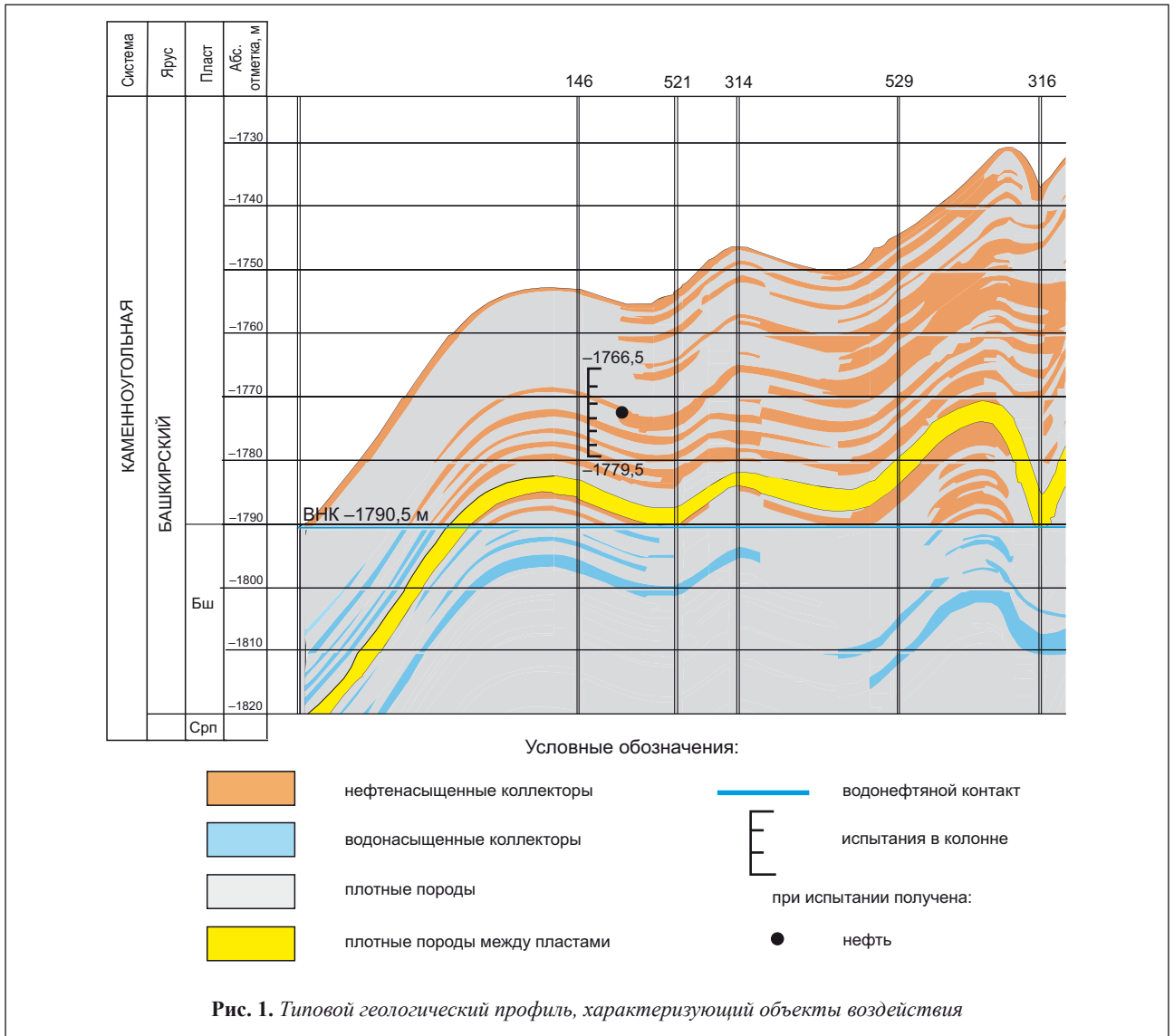
Средний начальный прирост дебита нефти от проведения работ по технологии СОКС в 2017 г. составил $3,6 \text{ т/сут}$, успешность работ – 93 % (рис. 2).

Средний начальный прирост дебита нефти от проведения работ по технологии ОПЗ с обратной эмульсией в 2017 г. составил $4,9 \text{ т/сут}$, успешность работ – 74 % (рис. 3).

При реализации работ авторами технологии совместно с "ПермНИПИнефти" выдавались рекомендации по оптимальным объемам закачки реагента на основании моделирования в специализированном программном продукте. Выполнение дизайнов кислотных обработок выполнялось по следующей схеме (рис. 4).

При выполнении моделирования возникли следующие сложности:

- отсутствие возможности моделирования изменяющейся в процессе реакции вязкости СОКС;
- отсутствие эффекта перераспределения профиля проникновения кислоты после стадий отклонителя;
- интенсивный рост давления закачки выше давления разрыва при закачке первой стадии отклонителя, не содержащего кислоты (в реальных условиях этого не наблюдается).



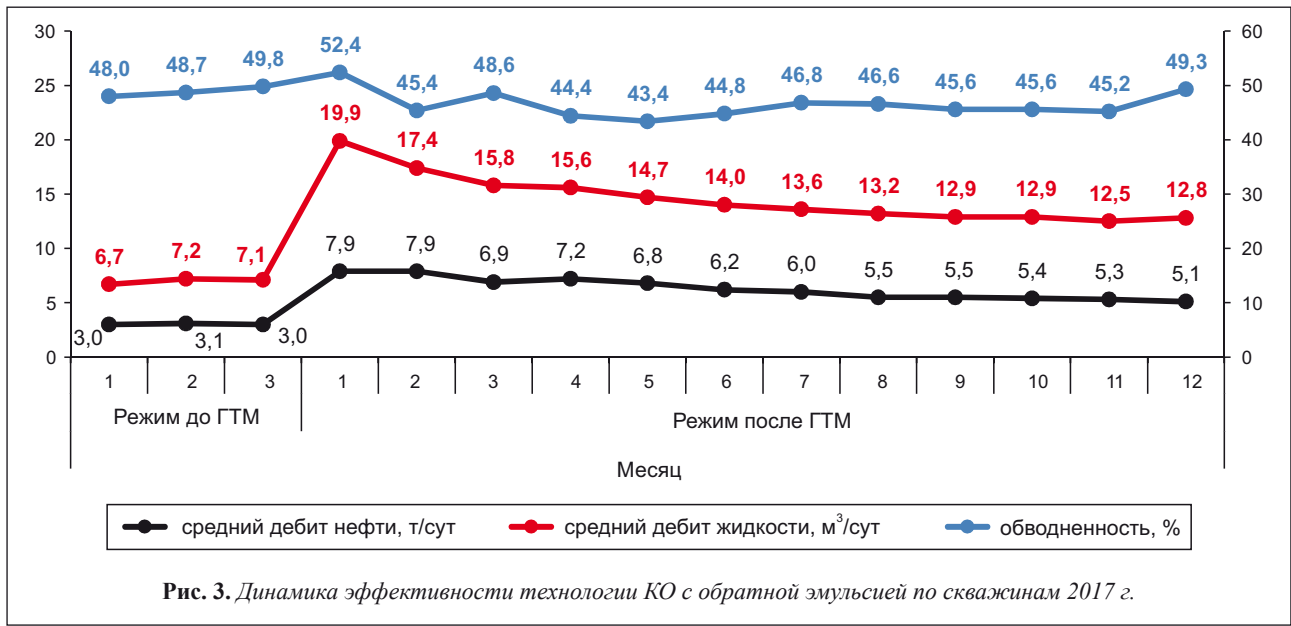


Рис. 3. Динамика эффективности технологии КО с обратной эмульсией по скважинам 2017 г.

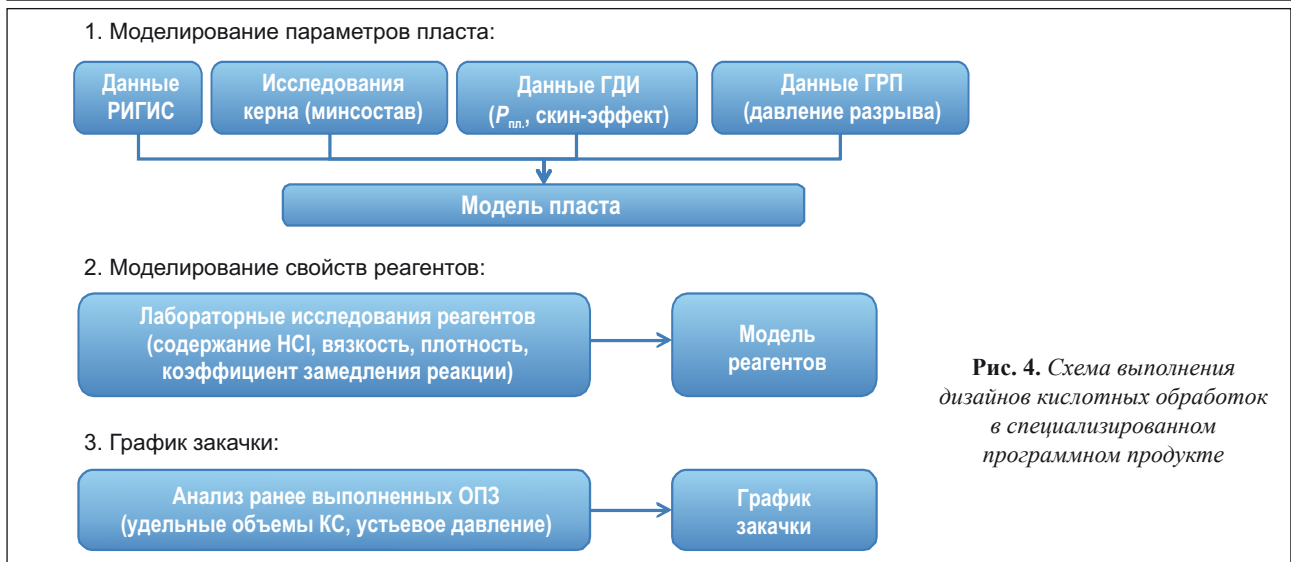


Рис. 4. Схема выполнения дизайнов кислотных обработок в специализированном программном продукте

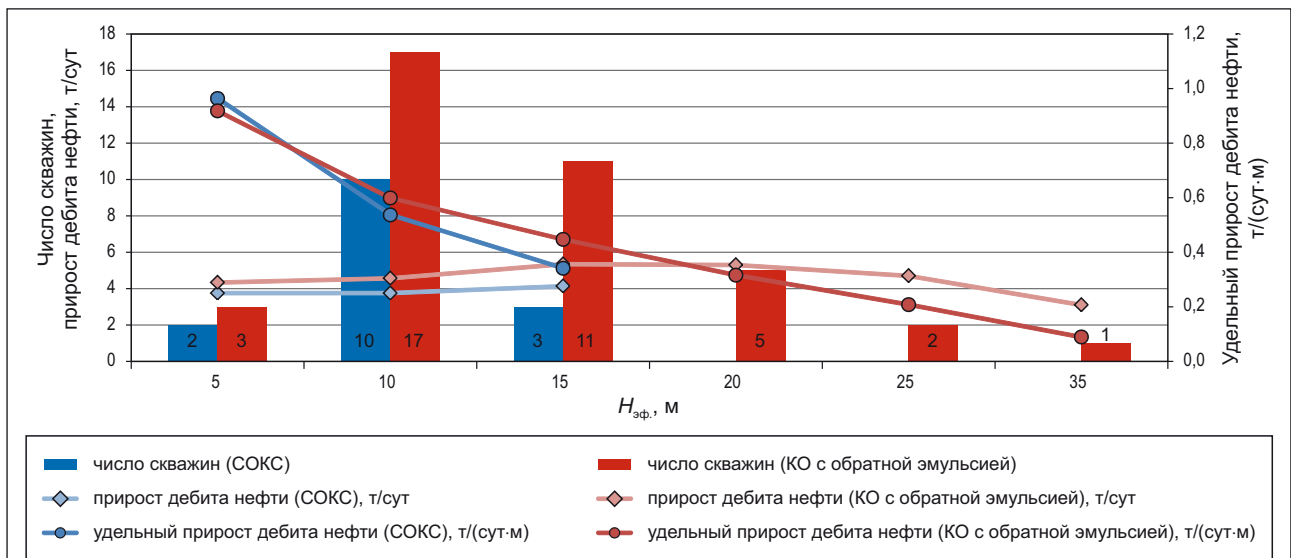
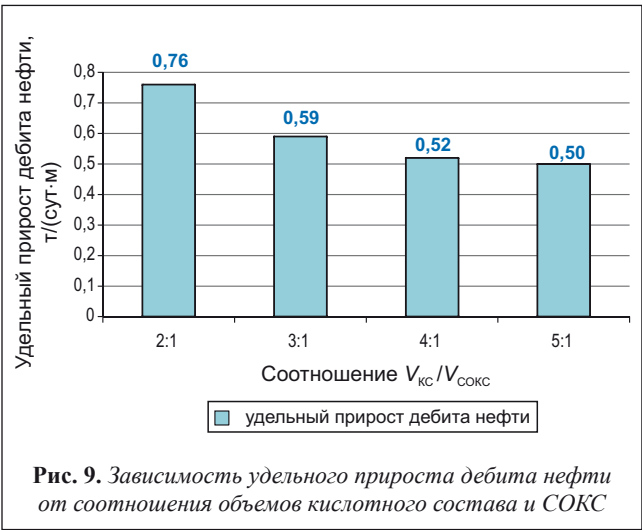
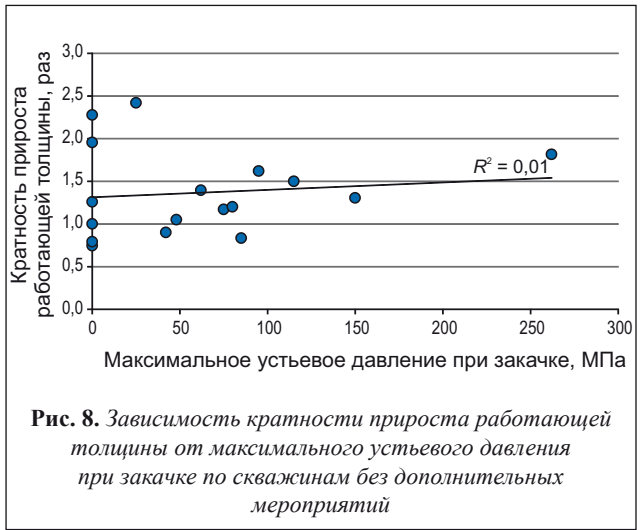
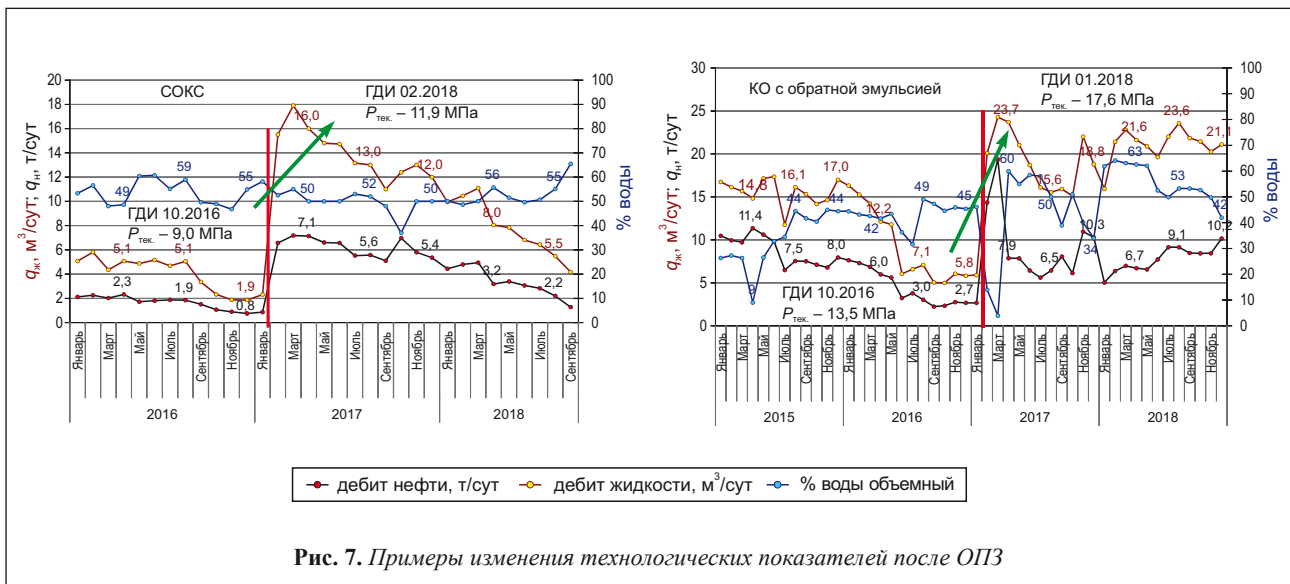
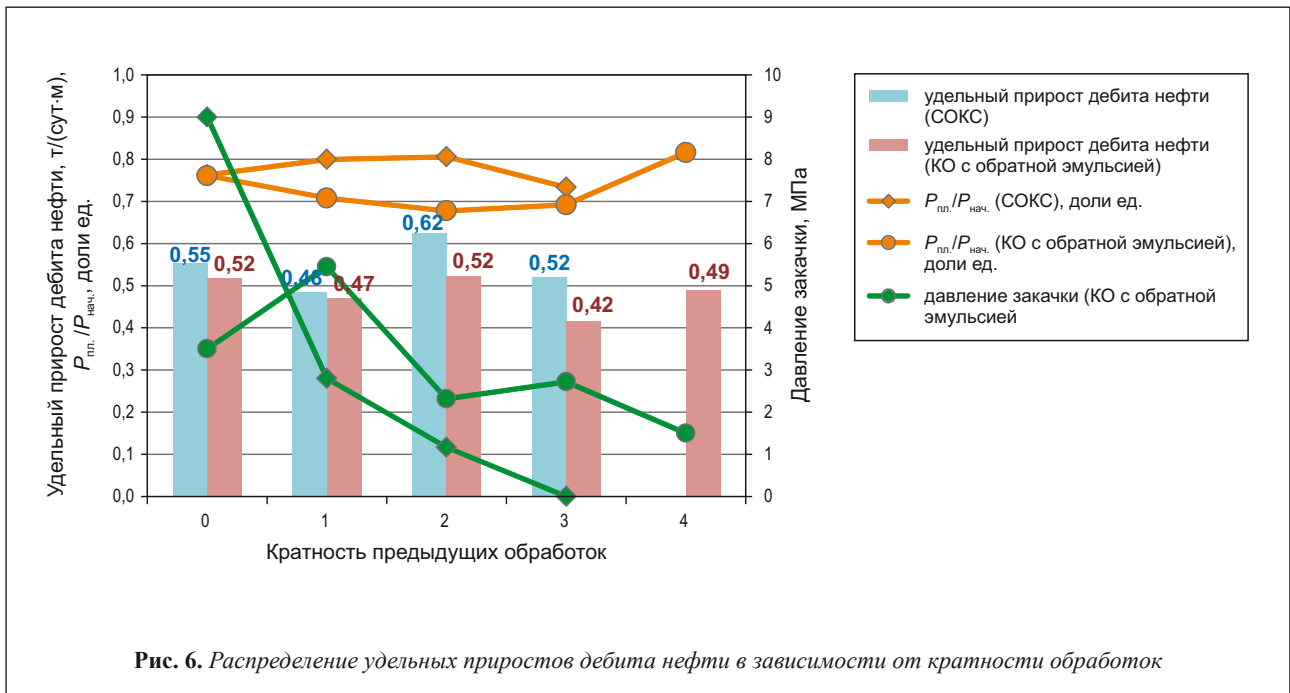


Рис. 5. Распределение числа скважин, приростов и удельных приростов дебита нефти по эффективной нефтенасыщенной толщине пласта



В связи с возникающими сложностями при моделировании выполнить корректный прогноз параметров закачки практически невозможно. В данном случае эффективное планирование мероприятий потребовало наработки статистического материала по фактически выполненным мероприятиям. Таким образом, было выдвинуто предположение о возможности повышения эффективности за счет выполнения комплексного анализа ранее выполненных работ.

Так, в 2018 г. выполнен анализ влияния геологических и технологических факторов на эффективность работ. Первым показателем, влияющим на эффектив-

ность, определена нефтенасыщенная толщина пласта. Как видно из рис. 5, с увеличением эффективной нефтенасыщенной толщины пласта происходит существенное снижение удельного дебита нефти при том, что на приросты дебита нефти изменение толщины влияния не оказывает. Наиболее вероятно, это связано со снижением удельного расхода кислоты с 9,0 до 3,1 м³/м при увеличении толщины пласта от 5 до 15 м при использовании СОКС и с 6,8 до 1,4 м³/м при увеличении толщины пласта от 5 до 35 м при использовании обратной эмульсии. Таким образом, сделан вывод о возможности увеличения эффективности в скважинах с пластами большой толщины за счет увеличения объемов закачки кислоты.

По скважинам, в которых выполнены ОПЗ, отмечается относительно узкий диапазон изменения проницаемости. Наибольшая часть скважин имеет проницаемость менее 20 мД. В пределах рассматриваемого диапазона проницаемости отмечаются более высокие приросты дебита нефти при использовании обратной эмульсии по сравнению с использованием СОКС и в среднем сопоставимые удельные приросты дебита нефти. При этом не выявлено какого-либо влияния проницаемости на эффективность ОПЗ как по приросту, так и по удельному приросту дебита нефти.

По текущему пластовому давлению отмечается аналогичная ситуация: при использовании обратной эмульсии получены более высокие приросты дебита нефти во всем диапазоне изменения величины $P_{пл.}/P_{нач.}$ (рис. 6) при сопоставимых в среднем удельных приростах дебита нефти, закономерного влияния на эффективность

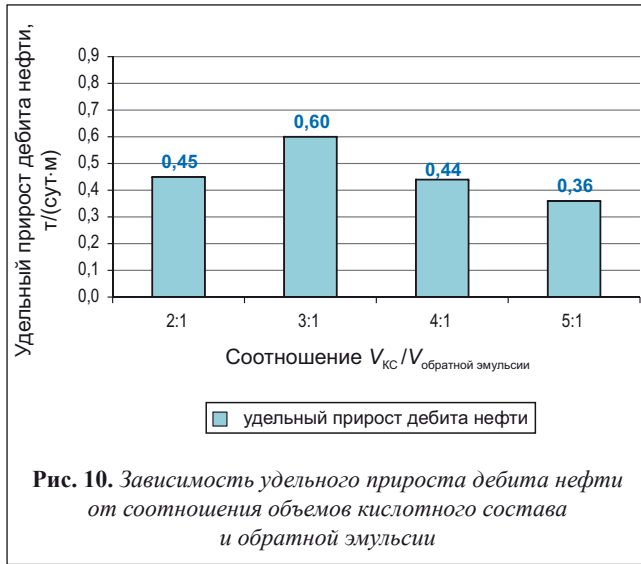


Рис. 10. Зависимость удельного прироста дебита нефти от соотношения объемов кислотного состава и обратной эмульсии

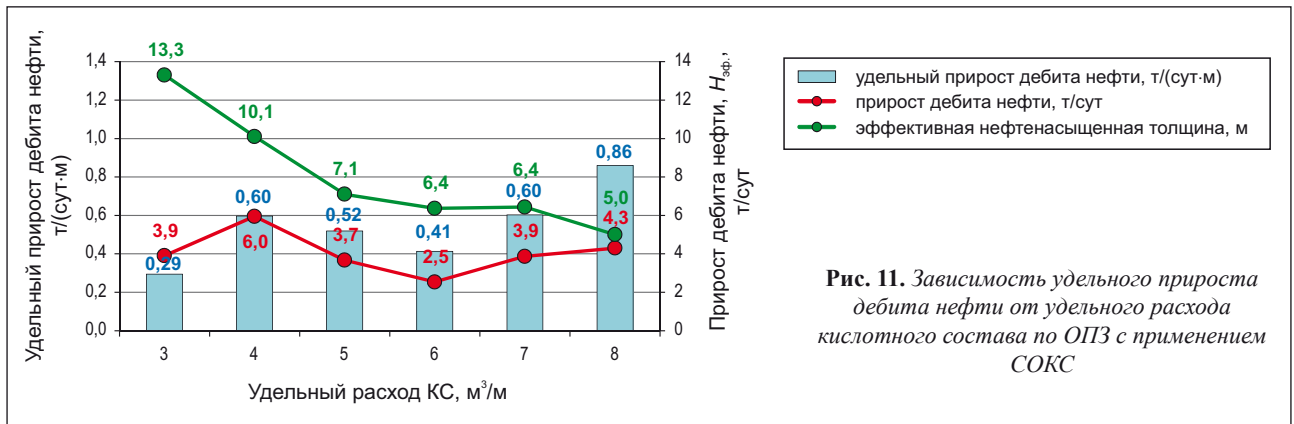


Рис. 11. Зависимость удельного прироста дебита нефти от удельного расхода кислотного состава по ОПЗ с применением СОКС

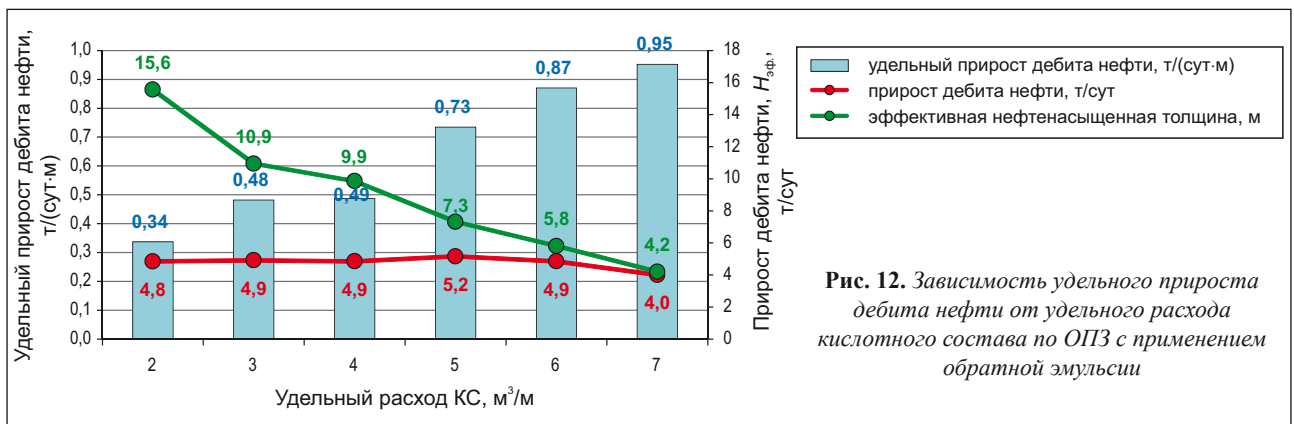


Рис. 12. Зависимость удельного прироста дебита нефти от удельного расхода кислотного состава по ОПЗ с применением обратной эмульсии

также не выявлено, за исключением снижения прироста и удельного прироста дебита нефти в скважинах, в которых текущее пластовое давление составляет менее 50 % от первоначального.

В 74 % скважин проведены ГДИ после ГТМ, по данным исследованиям в 32,5 % скважин после проведения ОПЗ с применением отклоняющих систем отмечен рост пластового давления, что свидетельствует о подключении в работу низкопроницаемых ранее недраенируемых пропластков (рис. 7).

Практически на всех рассматриваемых скважинах ранее уже проводились различные кислотные обработки, в том числе при вводе скважин в эксплуатацию. Таким образом, в условиях многократных предыдущих обработок в скважине, а также при наличии радиальных каналов предпочтительнее использовать в качестве отклонителя обратную эмульсию. В условиях, когда в скважине проводился ГРП (КГРП), применение рассматриваемых отклонителей нецелесообразно, так как они не способны оказывать сопротивление потоку в трещине.

В связи с тем, что целью применения отклонителей является повышение охвата пласта по разрезу за счет воздействия на менее проницаемые интервалы, выполнен анализ потокометрических исследований по скважинам с ОПЗ без дополнительных мероприятий. В целом заметна следующая зависимость: более высокие значения кратности прироста работающей толщины отмечаются по скважинам, на которых закачка производилась при более высоком устьевом давлении (рис. 8). Таким образом, более высокое значение устьевого давления при закачке косвенно может указывать на наличие или отсутствие отклоняющего эффекта.

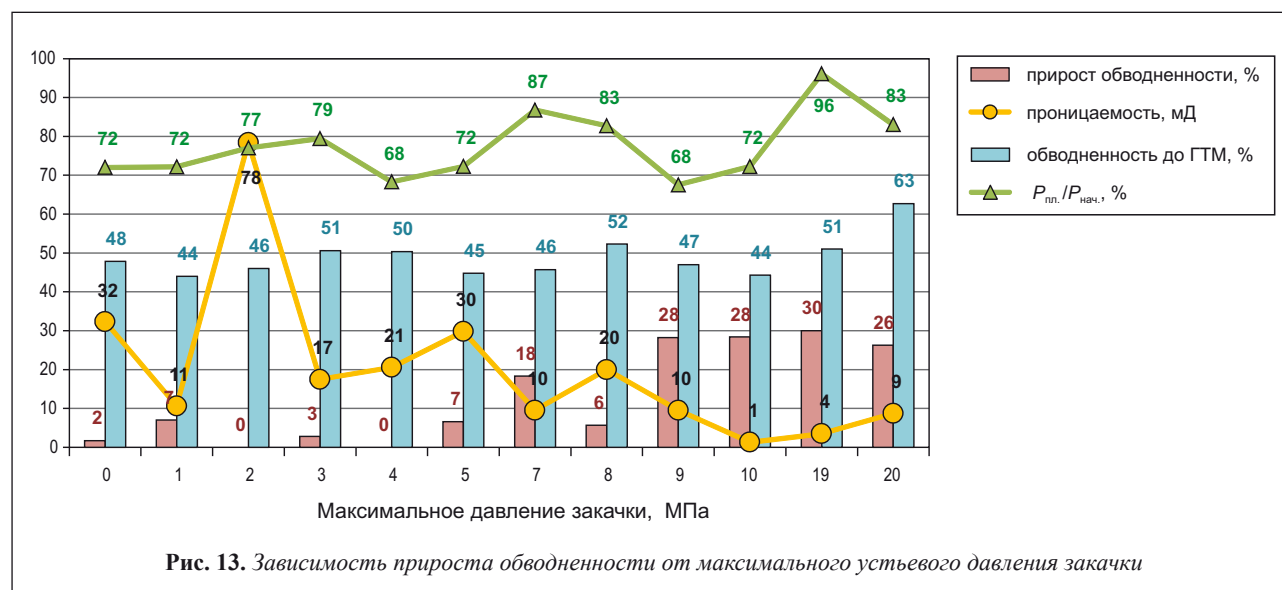
Основными технологическими параметрами, влияние которых на эффективность ОПЗ необходимо оценить, являются объемы кислотного состава и отклонителя, их соотношение, а также давление закачки. В большинстве случаев при использовании отклонителей закачка производилась при нулевом устьевом давлении,

что может быть связано с недостаточной вязкостью применяемых составов либо недостаточным объемом закачки. Кроме того, учитывая замедленную скорость реакции СОКС по сравнению с соляной кислотой, необходимо дополнительное изучение влияния минерального состава пород на эффективность работ, в частности, наличие в продуктивном интервале доломита, имеющего замедленную скорость реакции с кислотой по сравнению с известняком.

При проведении ОПЗ как с применением СОКС, так и обратной эмульсии доля отклонителя варьировалась от 20 до 50 % от объема кислотного состава, в большинстве случаев доля отклонителя составляла 25 и 33 %. Как видно из рис. 9 и 10, отмечается увеличение удельной эффективности при увеличении доли отклонителя для обеих технологий. Исключение составляет только группа скважин с соотношением кислотного состава и обратной эмульсии 2:1, по которой удельная эффективность ниже, чем при соотношении 3:1. Однако это может быть связано с существенно меньшим удельным расходом кислотного состава по данной группе скважин.

Таким образом, для достижения наибольшей технологической эффективности целесообразно увеличивать долю отклонителя от 30 до 50 % от объема кислотного состава.

Для оценки оптимальных объемов отклонителя построены зависимости удельного прироста дебита нефти от удельного расхода кислотного состава (рис. 11 и 12). По обеим технологиям отмечается почти пропорциональное увеличение удельного прироста дебита нефти с ростом удельного расхода кислотного состава. При этом более высокие удельные расходы характерны для скважин с малой эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта. Также следует отметить, что для большого диапазона нефтенасыщенных толщин получены практически сопоставимые значения прироста дебита нефти, что, вероятно, связано с меньшей глубиной воздействия из-за снижения удельного расхода кислоты.



При проведении матричных обработок призабойной зоны пласта считается необходимым производить закачку при давлении не выше давления гидроразрыва пород. В условиях повышенной обводненности скважин, в которых проводились ОПЗ с отклонителями, превышение давления гидроразрыва в процессе закачки может привести к увеличению обводненности вследствие прорыва кислоты в водонасыщенные интервалы пласта.

На рис. 13 представлена зависимость прироста обводненности после проведения ОПЗ от максимального устьевого давления закачки. Отмечается существенный прирост обводненности по скважинам, в которых закачка производилась при давлении более 9 МПа, при сопоставимой обводненности до ГТМ по всем группам скважин. Также следует отметить, что наиболее высокие

давления при закачке характерны для скважин с более высоким пластовым давлением по отношению к начальному и с проницаемостью менее 10 мД.

Таким образом, в дальнейшем при проведении ОПЗ рекомендуется ограничивать давление закачки давлением гидроразрыва пласта, значение которого необходимо определить по результатам опыта проведения ГРП на объекте и объектах-аналогах или расчетным методом с использованием соответствующей методики.

На основании выполненного анализа предложены следующие рекомендации:

- с целью повышения эффективности применения СОКС необходима разработка рецептуры состава, позволяющая получить реологические показатели, сопоставимые с обратной эмульсией, или более высокие,



Рис. 14. Динамика эффективности технологии СОКС по скважинам 2018 г.

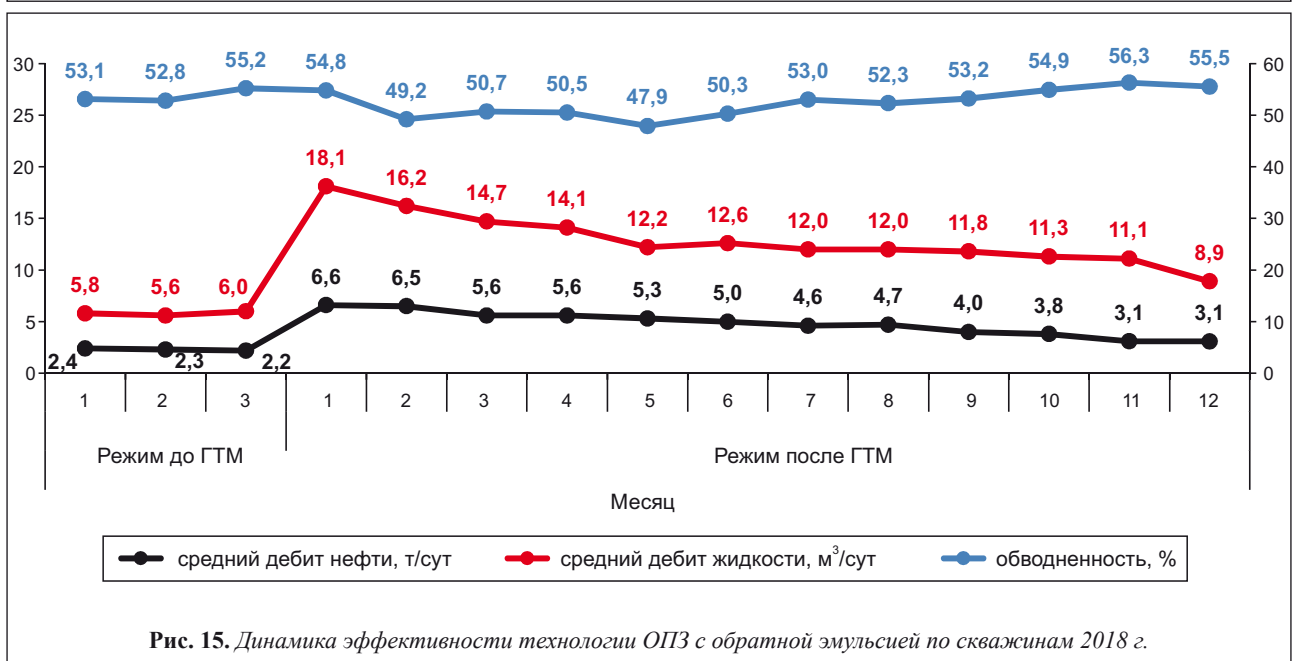


Рис. 15. Динамика эффективности технологии ОПЗ с обратной эмульсией по скважинам 2018 г.

при условии получения положительного технико-экономического эффекта;

- в условиях сильного поглощения с целью повышения эффективности применения обратной эмульсии имеется возможность двукратного увеличения вязкости эмульсии за счет увеличения водной фазы с 75 до 80 %;

- в условиях наличия в скважине радиальных каналов предпочтительнее использовать в качестве отклонителя обратную эмульсию;

- в условиях наличия трещины ГРП реализация опробованных технологий в настоящее время нецелесообразна, необходима дополнительная проработка вопроса в части расчетов объема и вязкости отклонителя;

- рекомендуется увеличение доли отклонителя от 30 до 50 % от объема кислотного состава;

- с целью снижения риска увеличения обводненности после ОПЗ рекомендуется выполнять расчет максимально допустимого давления закачки;

- существует потенциал увеличения эффективности ОПЗ в скважинах с большей нефтенасыщенной толщиной пласта за счет увеличения удельного расхода кислотного состава и отклонителя.

На основании сформированных предложений в 2018 г. выполнено научно-инженерное сопровождение кислотных обработок с отклонителями. Формирование рекомендаций к проведению работ проводили по следующему алгоритму:

1. Обоснование давления закачки.
2. Определение приёмистости скважины при устьевом давлении $P_{ГРП} = 0,1$ МПа.
3. Оценка возможности возникновения ГРП при минимально возможной постоянной скорости закачки.
4. В случае наличия риска возникновения ГРП при использовании обратной эмульсии – предварительная закачка кислотного состава в объеме НКТ либо применение в качестве отклонителя СОКС, обладающего меньшей вязкостью.

5. В случае отсутствия риска возникновения ГРП – закачка обратной эмульсии на первой стадии.

6. В случае, если при определении приёмистости закачка производится при нулевом устьевом давлении с максимальной скоростью, – увеличение вязкости эмульсии за счет увеличения водной фазы с 75 до 80 %.

Кроме того, выполнен полевой контроль химических реагентов и технологии выполнения работ. По результатам сопровождения отмечено влияние температуры окружающей среды на вязкость составов, что требует дополнительного контроля. Также на основании свойства обратной эмульсии набирать вязкость в течение более длительного перемешивания с целью максимального перераспределения профиля притока и подключения недренируемых интервалов оперативно выполнялась корректировка вязкости состава. Полевое сопровождение также позволило контролировать рост устьевого давления в процессе закачки – ограничивать закачку при превышении давления ГРП либо, наоборот, корректировать вязкость последующих пачек отклонителя при нулевом давлении закачки. Данный под-

ход позволяет оперативно реагировать на фактическое изменение режима закачки, определяемого в том числе пластовыми условиями, что позволяет повышать эффективность и успешность работ.

Таким образом, с учетом рекомендаций по результатам анализа работ 2017 г. в 2018 г. получены следующие результаты:

- по технологии СОКС – выполнено 5 мероприятий, средний начальный прирост составил 4,1 т/сут, успешность работ при этом увеличилась до 100 % (рис. 14);

- по технологии ОПЗ с обратной эмульсией – выполнено 55 мероприятий, средний начальный прирост составил 4,4 т/сут, что на 0,5 т/сут меньше по сравнению с 2017 г., однако успешность работ увеличилась и составила 87 % (рис. 15).

Таким образом, соблюдение выданных рекомендаций позволило в основном сохранить средний прирост дебита нефти от кислотных ОПЗ с обратной эмульсией и СОКС на уровне 2017 г. в условиях увеличения обводнённости продукции скважин-кандидатов (в среднем с 46 до 51 %).

Выводы

1. Фактические результаты промышленного тиражирования технологий ОПЗ с применением отклоняющих систем отмечены удовлетворительной эффективностью, применение данных технологий позволило расширить область применения кислотных обработок по параметру обводненности до 60 %.

2. В большинстве случаев при использовании отклонителей закачка производилась при нулевом устьевом давлении, что может быть связано с недостаточными вязкостью или объемом составов. Кроме того, при реализации технологии СОКС планируется дополнительное изучение вопроса влияния минерального состава пород на набор вязкости отклонителя с целью корректировки технологии.

3. При проведении ОПЗ рекомендуется ограничивать давление закачки давлением гидроразрыва пласта, значение которого необходимо определить по результатам опыта проведения ГРП на объекте и объектах-аналогах или расчетным методом с использованием соответствующей методики.

4. В "ПермНИПИнефти" выработаны подходы к планированию ОПЗ с применением отклоняющих систем, по результатам анализа работ 2017 г. в 2018 г. с учетом рекомендаций прирост дебита в основном остался на уровне 2017 г. в условиях увеличения обводнённости продукции скважин-кандидатов.

5. По результатам работ после проведения ОПЗ с применением отклоняющих систем на ряде скважин отмечен рост пластового давления, что свидетельствует о подключении в работу низкопроницаемых ранее недренируемых пропластков. Данный факт требует дополнительного изучения в части проработки подходов к поиску скважин с запасами, не вовлеченными в разработку.

б. Ввиду отсутствия в настоящее время программного продукта, обеспечивающего выполнение корректного дизайна кислотной обработки с отклоняющимися системами, повышение эффективности в данном направлении возможно только за счет наработки статистического материала по фактически выполненным мероприятиям, в том числе с полевым контролем химических реагентов и технологии проведения работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2010. – 335 с.
2. Повышение эффективности опытно-промышленных работ за счет изменения подхода к выбору технологий воздей-

ствия на пласт (на примере действующего фонда группы месторождений Соликамской депрессии) / А.В. Распопов, А.С. Казанцев, А.Ю. Карманов, В.А. Жигалов // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2016. – № 11. – С. 31–39.

LITERATURA

1. Lyadova N.A., Yakovlev Yu.A., Raspopov A.V. Geologiya i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy Permskogo kraya. – М.: ОАО "VNIIOENG", 2010. – 335 s.
2. Povysheniye effektivnosti opytno-promyshlennykh rabot za schet izmeneniya podkhoda k vyboru tekhnologiy vozdeystviya na plast (na primere deystvuyushchego fonda grupy mestorozhdeniy Solikamskoy depressii) / A.V. Raspopov, A.S. Kazantsev, A.Yu. Karmanov, V.A. Zhigalov // Neftepromyslovoye delo. – М.: ОАО "VNIIOENG", 2016. – № 11. – S. 31–39.

Сергей Сергеевич Черепанов (канд. техн. наук),
Татьяна Рэмовна Балдина

ООО "ЛУКОЙЛ–ПЕРМЬ"

614990, Россия, г. Пермь, ул. Ленина, 62,
e-mail: lp@lp.lukoil.com;

Алексей Владимирович Распопов (канд. техн. наук),
Андрей Сергеевич Казанцев,
Сергей Анатольевич Чалин,
Сергей Анатольевич Кондратьев,
Татьяна Сергеевна Якимова,
Виктор Анатольевич Жигалов,
Сергей Николаевич Глазырин,
Ольга Борисовна Кукушкина,
Максим Игоревич Кашин

Филиал ООО "ЛУКОЙЛ–Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в
г. Перми

614066, Россия, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29,
e-mail: Andrej.Kazantsev@pnn.lukoil.com;

Алексей Алексеевич Мокрушин,
Анатолий Иванович Шипилов (канд. хим. наук)

АО "ПОЛИЭКС"

614042, Россия, г. Пермь, ул. Гальперина, 8,
e-mail: polyex@polyex.perm.ru;

Михаил Сергеевич Турбаков (канд. техн. наук)

Пермский национальный исследовательский политехни-
ческий университет (ПНИПУ)
614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский просп., 29.

Sergey Sergeevich Cherepanov (Cand. of tech. sci.),
Tatiana Removna Baldina

LLC "LUKOIL–PERM"

62, Lenin str., Perm, 614990, Russian Federation,
e-mail: lp@lp.lukoil.com;

Alexey Vladimirovich Raspopov (Cand. of tech. sci.),
Andrey Sergeevich Kazantsev,
Sergey Anatolievich Chalin,
Sergey Anatolievich Kondratev,
Tatiana Sergeevna Yakimova,
Viktor Anatolievich Zhigalov,
Sergey Nikolaevich Glazyrin,
Olga Borisovna Kukushkina,
Maxim Igorevich Kashin

LUKOIL–Engineering Limited PermNIPIneft Branch Office in
Perm

29, Sovetskaya Armiya str., Perm, 614066, Russian Federation,
e-mail: Andrej.Kazantsev@pnn.lukoil.com;

Alexey Alexeevich Mokrushin,
Anatoly Ivanovich Shipilov (Cand. of chem. sci.)

JSC "POLYEX"

8, Galperin str., Perm, 614042, Russian Federation,
e-mail: polyex@polyex.perm.ru;

Mikhail Sergeevich Turbakov (Cand. of tech. sci.)

Perm National Research Polytechnic University
29, Komsomolsky prosp., Perm, 614990, Russian Federation.