

## Обработка призабойных зон в горизонтальных скважинах как метод восстановления эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов

**Б.И. Анциферов<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

**Адрес для связи:** AntciferovBI@tmn.lukoil.com

**Ключевые слова:** горизонтальные скважины, селективная обработка призабойной зоны (ОПЗ), проницаемость пласта, скин-фактор, органические кислоты

Одной из актуальных проблем при эксплуатации горизонтальных скважин является подбор технологии обработки призабойной зоны (ОПЗ) в условиях неоднородности проницаемости. В статье рассмотрены проблемы, возникающие при проведении ОПЗ в скважинах с горизонтальным окончанием на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Целью работы являлась оценка эффективности ОПЗ в горизонтальных скважинах и определение направлений поиска технологий селективных ОПЗ. Объектами исследования являлись горизонтальные скважины, эксплуатирующие объект АВ. На эти скважины приходится основной объем ОПЗ. В результате анализа за 2015–2017 гг. выявлена низкая эффективность ОПЗ в горизонтальных скважинах. Установлено, что одной из причин низкой эффективности операций являлось проведение гидроразрывов пласта (ГРП) «вслепую» без использования специальных компоновок. Сделано предположение о влиянии наличия высокопроницаемых трещин на эффективность «слепой» ОПЗ. Выполнен анализ эффективности ОПЗ в скважинах, в которых до ОПЗ проводился ГРП, и в скважинах, в которых ГРП не проводился. Отмечена более высокой эффективностью ОПЗ в скважинах, в которых отсутствовали трещины ГРП. Показано, что в настоящее время отсутствуют технологии, позволяющие проводить эффективные селективные ОПЗ в скважинах с горизонтальным окончанием. Предложены направления поиска технологий для проведения ОПЗ в горизонтальных скважинах. Подобрана технология ОПЗ с предварительной закачкой потокоотклоняющей композиции для изоляции высокопроницаемых трещин ГРП.

## Bottom-hole zone treatment in horizontal wells as method to enhance a development of hard-to-recover reserves

**B.I. Antsiferov**<sup>1</sup>

<sup>1</sup>KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, RF, Tyumen

**E-mail:** AntsiferovBI@tmn.lukoil.com

**Keywords:** horizontal wells, selective treatment of bottom-hole zone, reservoir permeability, skin factor, organic acids

One of actual problems at operation of horizontal wells is selection of technology for bottom-hole zone treatment in the conditions of permeability heterogeneity. The article discusses problems of acid treatments in horizontal wells at the fields of LUKOIL-West Siberia LLC. The purpose of work is the assessment of efficiency of acid treatments in horizontal wells and search of technologies for the selective processing of bottom-hole zone. The horizontal wells of AV productive formation were studied. These wells account for the bulk of the treatments. The analysis of efficiency of processing of bottom-hole zone of formation in horizontal wells for 2015-2017 on Ltd. «LUKOIL-West Siberia» fields is carried out; the low performance of processing is revealed. The possible reasons of low effect are that the hydraulic formation fracture in considered wells were carried out «blindly» without multistage hydraulic fracturing configurations owing to what the assumption of influence of availability of high-permeability cracks on efficiency of «blind» acid treatments have been made. We carried out an efficiency analysis in section of wells in which the hydraulic formation fracture, and in wells in which hydraulic fracturing was not carried out before processing of bottom-hole zone. This assumption indirectly was confirmed by higher performance of acid treatments in wells with no cracks. It is noted the absence of technologies for effective selective acid treatments in horizontal wells. Directions of search for technologies of acid treatments in horizontal wells are offered. The technology of acid treatment of bottom-hole zone with preliminary downloading flow diverting composition for isolation of high-permeability cracks is proposed.

В последнее время отмечается рост темпов ввода в разработку месторождений, характеризующихся низкой проницаемостью, а также неоднородностью по проницаемости. Геологические особенности, присущие месторождениям Западной Сибири, а также различные схемы вскрытия продуктивного горизонта скважинами обуславливают необходимость поиска и применения различных технологий повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти.

Рассмотрим динамику фонда скважин, находящихся в эксплуатации на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (рис. 1). Первые скважины с горизонтальным окончанием были введены в эксплуатацию в 1993 г. Через 10 лет их доля во вводимом добывающем фонде превысила 10 %. С 2015 г. половина вводимых скважин имеет горизонтальное окончание. К настоящему времени доля горизонтальных скважин (ГС) в эксплуатационном фонде составляет более 13 %. На 34 месторождениях доля горизонтальных скважин составляет менее 10 % фонда, на 14 – от 10 до 20 %, на 7 – от 20 до 30 %, еще на 7 – от 30 до 40 %, на 3 – от 40 до 50 %, на 6 – более 50 %.

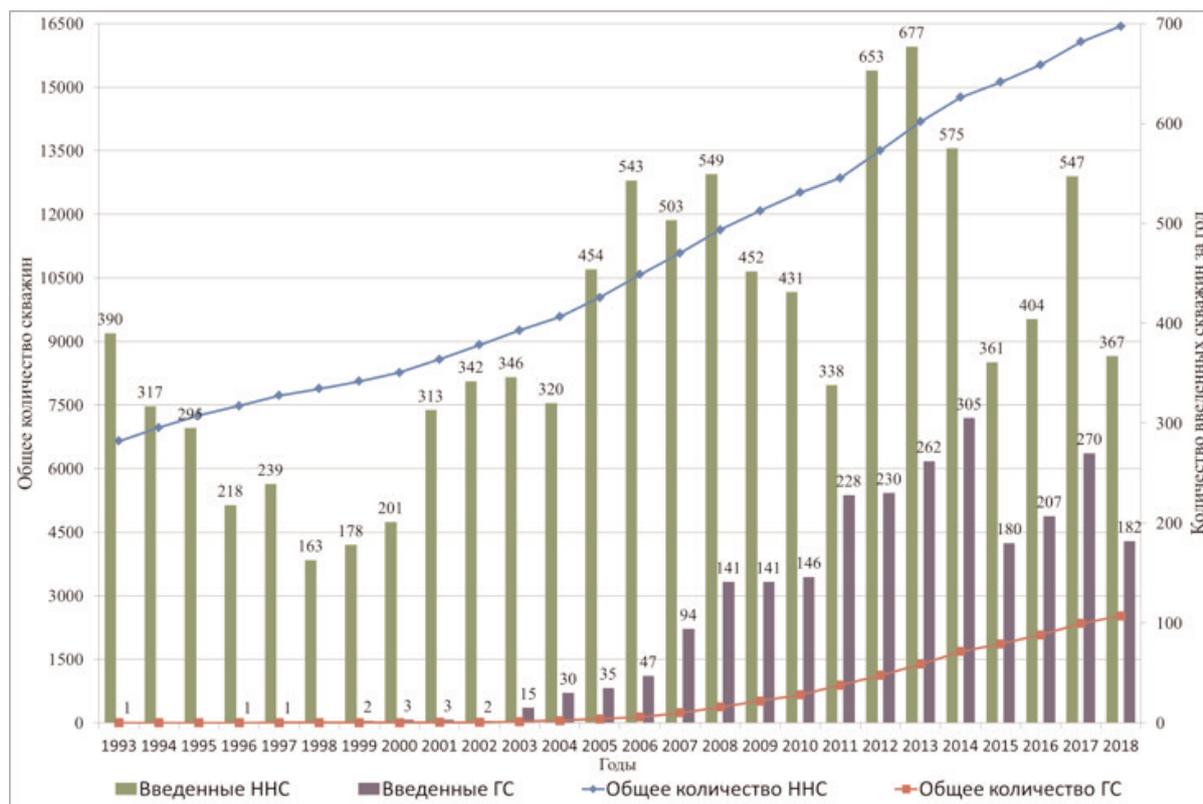


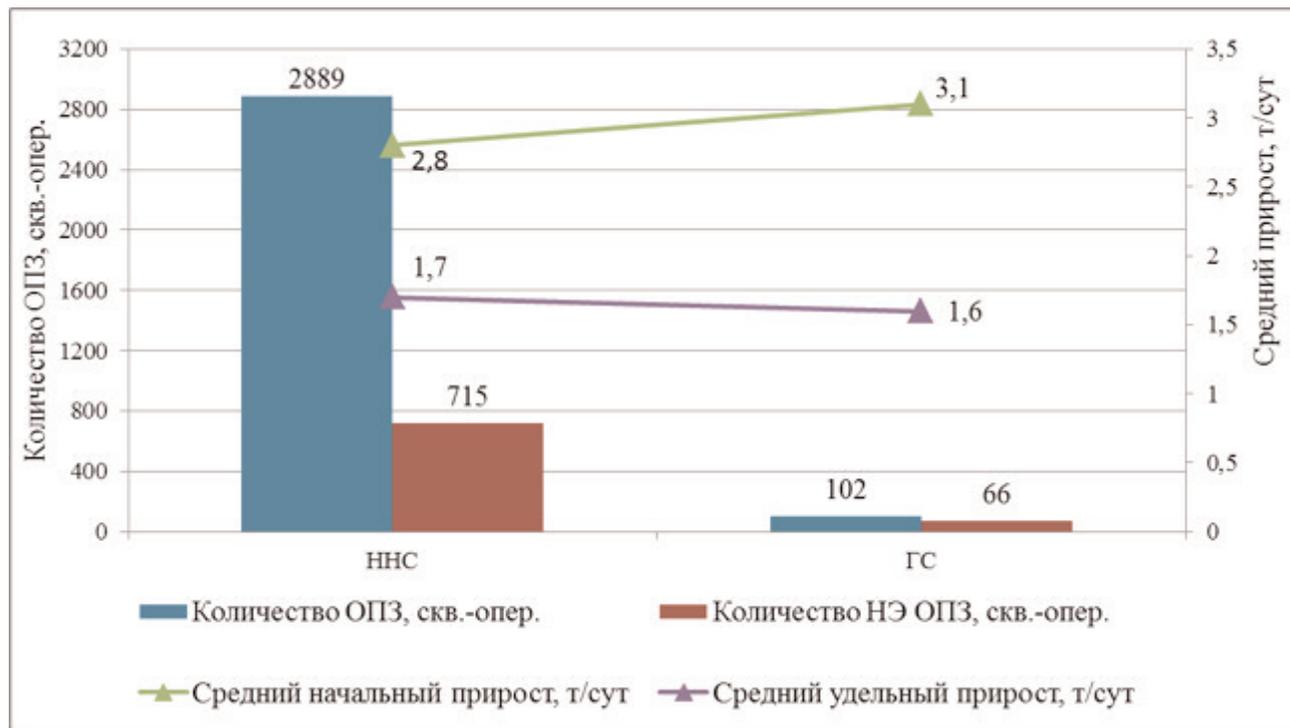
Рис. 1. Динамика фонда наклонно направленных (ННС) и горизонтальных (ГС) скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в 1993–2018 гг.

Средний дебит нефти за период эксплуатации действующих наклонно направленных скважин составил 9,5 т/сут, что существенно ниже аналогичного показателя для горизонтальных скважин – 17 т/сут. Скважины с горизонтальным окончанием, безусловно, более эффективны, чем вертикальные, но в то же время требуют больших затрат.

Существенная разница показателей эксплуатации наклонно направленных и горизонтальных скважин, обусловленная различием в протяженности фильтровых зон, предъявляет более высокие требования к поддержанию максимально высокого дебита с учетом рекомендуемой величины депрессии на забой скважины в течение всего периода эксплуатации.

Таким образом, в настоящее время проблема учета особенностей горизонтальных скважин при планировании геолого-технических мероприятий (ГТМ) весьма актуальна, и от успешности ее решения зависит эффективность разработки многих месторождений Западной Сибири.

Одним из широко применяемых видов ГТМ является обработка призабойной зоны (ОПЗ) [1]. В ходе работы был выполнен анализ эффективности ОПЗ в горизонтальных и наклонно направленных скважинах месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в 2015–2017 гг. За рассматриваемый период проведено 2889 ОПЗ, из которых 102 пришлось на горизонтальные скважины.



**Рис. 2. Эффективность ОПЗ в наклонно направленных (ННС) и горизонтальных (ГС) скважинах месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в 2015–2017 гг. (НЭ ОПЗ – низкоэффективные обработки призабойной зоны)**

Из рис. 2 видно, что доля низкоэффективных ОПЗ в горизонтальных скважинах (65 %) значительно выше, чем в наклонно направленных (25 %). В качестве эффективных рассматривались ОПЗ, средний удельный прирост по которым составил 1,5 т/сут и более, а продолжительность эффекта – 3 мес и более.

В настоящее время, как правило, применяется одна технология кислотной ОПЗ горизонтального ствола скважины с незначительной вариативностью и без существенных корректировок, учитывающих особенности скважины. Основные параметры применяемой технологии:

- закачивается один состав, адаптированный к условиям целевого объекта;
- объем закачиваемого состава изменяется от 6 до 12 м<sup>3</sup>;
- ГНКТ и компоновки для направленного воздействия применяются крайне редко ввиду высокой стоимости работ;
- подвеска НКТ, как правило, спущена до окончания вертикальной зоны ствола скважины (при горизонтальном окончании); закачка состава осуществляется от начала фильтровой зоны;
- освоение скважины проводится сваби́рованием или компрессированием, в иных случаях – запуском скважины в эксплуатацию.

Для оценки эффективности ОПЗ в горизонтальных скважинах проведен анализ обработок по объекту АВ, на который приходится 1/3 всех обработок. В 2015–2017 гг. на рассматриваемом объекте проведено 35 ОПЗ, средний удельный прирост дебита составил 1,4 т/сут. Количество эффективных ОПЗ – 23 %.

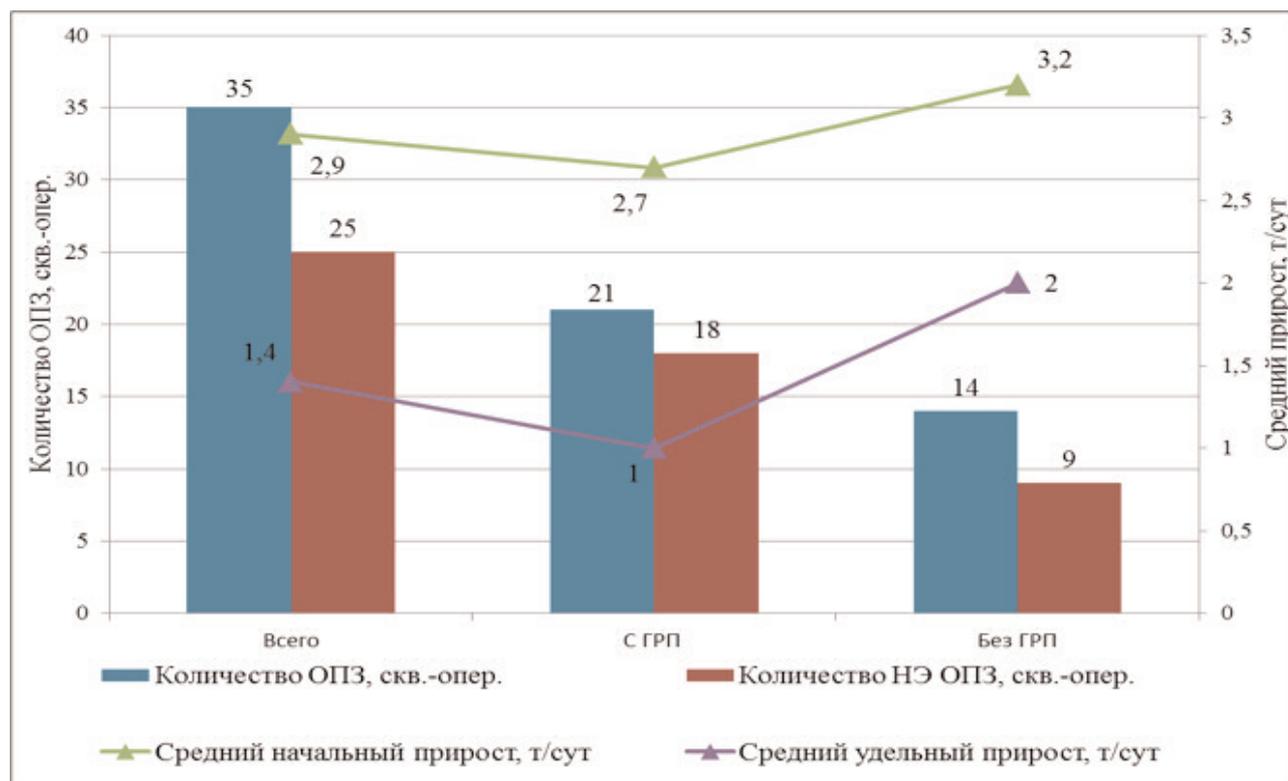


Рис. 3. Эффективность ОПЗ в горизонтальных скважинах объекта АВ

Рассматриваемые скважины были разделены на две группы: с проведением ГРП до ОПЗ и без ГРП (рис. 3). ГРП в скважинах проводились «вслепую» без использования специальных компоновок. В связи с этим было сделано предположение, что трещины распространялись по наиболее проницаемым прослоям, в которые при проведении ОПЗ продавливались кислотные композиции. Данное предположение косвенно подтверждается тем, что в скважинах, в которых отсутствовали трещины ГРП, средний начальный прирост дебита составил 3,2 т/сут против 2,7 т/сут в скважинах с ГРП, удельный – 2,0 т/сут против 1,0 т/сут. Вероятно, при проведении ОПЗ в скважинах с ГРП низкопроницаемые прослой не были охвачены воздействием кислотного состава. Эффективность ОПЗ в скважинах без ГРП выше, чем в скважинах с ГРП, но все же незначительно превосходит аналогичные показатели для наклонно направленных скважин.

В последние годы на месторождениях компании неоднократно проводились опытно-промышленные работы (ОПР) с применением вязкоупругих составов с целью повышения эффективности ОПЗ за счет увеличения охвата воздействием. Однако по результатам ОПР ни одна из технологий не была рекомендована к внедрению в связи с низкой эффективностью.

Таким образом, основной проблемой при проведении ОПЗ в горизонтальных скважинах на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» является отсутствие селективных технологий воздействия, а также составов, способных увеличить охват воздействием. При проведении «слепой» ОПЗ кислотный состав

фильтруется в наиболее проницаемые интервалы, в то время как остальные интервалы фильтра не охватываются воздействием и не вовлекаются в работу. Кроме того, при вводе скважин из бурения «слепые» ОПЗ не позволяют качественно очистить горизонтальное окончание, в результате чего скважина вводится в работу и эксплуатируется в дальнейшем с заниженным относительно своего потенциала дебитом.

Поиск и адаптация эффективной технологии кислотной ОПЗ скважин с горизонтальным окончанием с целью интенсификации добычи нефти требует индивидуального подхода к каждой скважине.

Для решения проблемы селективных ОПЗ в горизонтальных скважинах предлагается продолжить поиск технологий по следующим направлениям:

- закачка вязкоупругих составов для блокирования высокопроницаемых зон, а затем – кислотных составов; закачка может проводиться как в один, так и в несколько циклов;
- обработка горизонтальных участков стволов самоотклоняющимися кислотными составами;
- поинтервальная обработка с применением колтюбинга и двухпакерных систем.

Наименее затратной с экономической точки зрения является закачка селективных составов. Для технологии временной изоляции (блокирования) водопромытых каналов при ОПЗ составы должны:

- образовывать устойчивые эмульсии на товарной нефти при минимальной скорости смешивания компонентов эмульсии;
- сохранять стабильность при пластовой температуре на период обработки скважин (создания оторочки отклонителя, закачки кислотного состава, технологического отстоя и промывки скважины с учетом коэффициента запаса времени, равного 1,3);
- обладать «прокачиваемостью» при перекачке и закачке по НКТ в пласт;
- обладать селективностью по отношению к нефти;
- сохранять стабильность при контакте с кислотой в течение периода закачки кислотной композиции и разрушаться под воздействием температуры и нефти по окончании обработки.

Для исследования была выбрана потокоотклоняющая композиция «Изопласт ВБ». Композиция представляет собой водонефтяную эмульсию на основе эмульгатора «Оленол» и соэмульгатора «Изопласт Д». Эмульгатор «Оленол» представляет собой смесь сложных эфиров жирных кислот, многоатомного спирта, исходных кислот, амидов олеиновой кислоты и неионогенных ПАВ. Продукт «Изопласт-Д» - сыпучий порошок белого цвета – является высокодисперсным диоксидом кремния, на поверхность которого привиты многофункциональные группы, придающие материалу гидрофобные и дифильные свойства. Эмульсии, имея дисперсный характер и высокую вязкость, избирательно фильтруются в наи-

более проницаемые интервалы пласта. При механическом смешивании с водой в процессе фильтрации в глубь пласта эмульсии структурируются и, наоборот, разжижаются при диспергировании с нефтью.

Суть технологии заключается в предварительном создании жесткой эмульсионной оторочки (не менее 2–5 м<sup>3</sup> на 1 м перфорированной толщины – всего до 30–50 м<sup>3</sup>), а затем временно блокирующего экрана перед обработкой пласта кислотным составом. Эмульсия «Изопласт ВБ» обладает высокими термостабильностью (до 115 °С) и структурно-реологическими свойствами.

По результатам химико-аналитических исследований была подтверждена способность состава «Изопласт ВБ» образовывать устойчивые нефтяные эмульсии, а также селективность его воздействия на пласт. Однако стабильность эмульсии при контакте с кислотными составами (10–12 %) при температурах 70 и 90 °С оказалась низкой: при взаимодействии с 12%-ной соляной кислотой при температуре 90 °С эмульсия разрушается через 25 мин. При этом эмульсионный состав подвергается деструкции только на границе кислота – эмульсия, что в пластовых условиях предполагает более длительную блокаду водонасыщенной перфорированной части коллектора данным составом. В зоне контакта в результате взаимодействия появляется разрушенная эмульсия, которая образует блокирующую пачку между кислотой и сформировавшейся эмульсией, продлевая тем самым срок «жизни» блокирующего эмульсионного экрана при прямом воздействии кислотного состава. Кроме того, при взаимодействии эмульсии с адаптированными кислотными составами, в которые входят присадки, способствующие замедлению реакции кислот, а не со стандартной соляной кислотой, вероятно, период стабильности эмульсии «Изопласт ВБ» пластовых условиях увеличится.

Более гибкий подход к адаптации эмульсионного состава за счет технологических аспектов дает возможность решить задачу селективной обработки нефтенасыщенной части коллектора. Например, создание нефтяной оторочки между эмульсионным составом и кислотосодержащими реагентами при ограниченной величине давления закачки будет способствовать более активному воздействию кислотного состава именно на нефтенасыщенные прослойки.

Применение потокоотклоняющей композиции позволит увеличить охват кислотным воздействием по длине ствола, однако эффективность ОПЗ также зависит от глубины проникновения состава. При продавке кислотного состава в пласт в результате взаимодействия кислоты с минералами породы со временем возрастает количество вторичного осадка. Одним из существующих на сегодняшний день решений является добавление уксусной кислоты в состав для ОПЗ с целью снижения скорости растворения породы и обеспечения более глубокого проникновения в пласт. В результате проведенных химико-аналитических исследований составов на основе органических кислот установлена более низкая скорость растворения керна (рис. 4) [2].

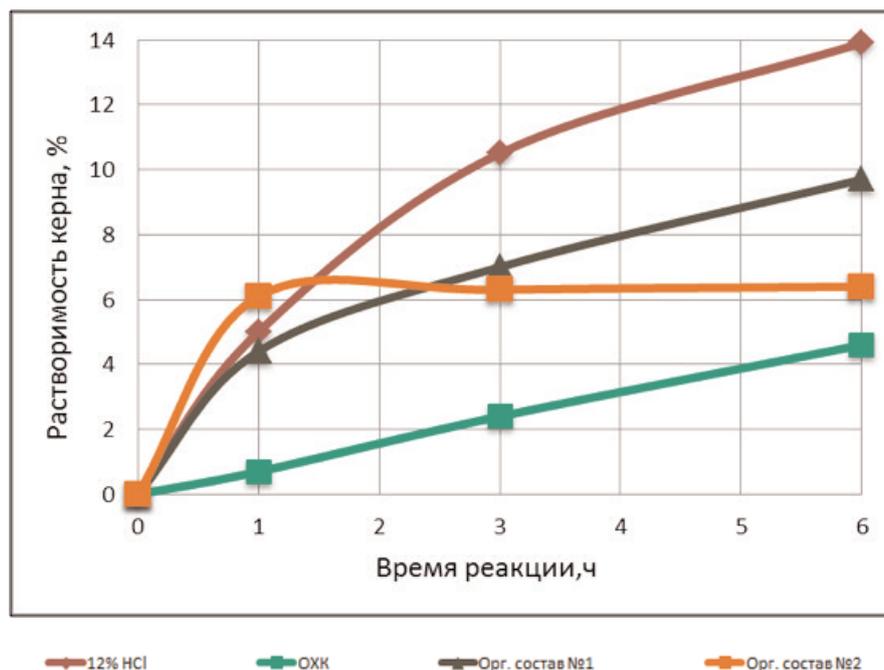


Рис. 4. Динамика растворения керна соляной кислотой и составами на основе органических кислот

### Выводы

1. Анализ показал низкую эффективность ОПЗ в скважинах с горизонтальным окончанием на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».
2. Эффективность ОПЗ в скважинах, в которых ранее проводился ГРП, в 2 раза превышает эффективность ОПЗ в скважинах без ГРП. Сделано предположение о проникновении кислотного состава в высокопроницаемые трещины, вследствие чего низкопроницаемые прослой остаются не вовлеченными в работу.
3. Ввиду отсутствия в настоящее время технологий, позволяющих проводить селективные ОПЗ низкопроницаемых участков горизонтальных стволов, определены направления поиска технологий, в частности, детально рассмотрены селективные ОПЗ с применением потокоотклоняющей композиции.
4. Предложено исследовать возможность проведения ОПЗ в горизонтальных скважинах с последовательной закачкой потокоотклоняющей композиции «Изопласт ВБ» и составов на основе органических кислот.

### Список литературы

1. Печерин Т.Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений ХМАО и пути их решения // Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения эффективности: сб. докл. IV науч.-практ. конф. – Тюмень: Тюменский дом печати, 2017. – С. 188–201.
2. Анциферов Б.И. Проблемы интенсификации добычи нефти на цеолитсодержащих объектах Пякяхинского месторождения // XVIII конференция молодых ученых и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени: сб. докл. – Тюмень: Тюменский Дом Печати, 2018. – С. 200–211.