

Комплексный подход и опыт проведения кислотной обработки в сложных условиях карбонатных коллекторов Волго-Уральского региона

An Integrated Approach and the Experience of Acidizing in the Challenging Environment of Carbonate Reservoirs of the Volga-Ural Region

Рифат КАЮМОВ, Андрей КОНЧЕНКО, Артем КЛЮБИН, Олеся ЛЕВАНЮК, Константин БУРДИН, «Шлюмберге»; Андрей ЧИКИН, Евгений НИКУЛЬШИН, «Роснефть»

Rifat KAYUMOV, Andrey KONCHENKO, Artem KLYUBIN, Olesya LEVANYUK, Konstantin BURDIN, Schlumberger; Andrey CHIKIN, Evgeniy NIKULSHIN, Rosneft

Волго-Уральский бассейн – это один из крупнейших нефтедобывающих регионов в России. Оренбургская область является неотъемлемой частью Волго-Уральского бассейна и характеризуется большинством проблем, существующих в других частях бассейна. Более половины скважин дают нефть исключительно из карбонатных пластов и периодически нуждаются в проведении кислотной обработки для поддержания уровня добычи. Проведение кислотной обработки карбонатных коллекторов обычно основано на закачке соляной кислоты в пласт с использованием специальных отклоняющих агентов для увеличения зоны покрытия. Некоторые характерные свойства пласта в Волго-Уральском бассейне создают дополнительные сложности для успешного проведения кислотной обработки. Они включают в себя, но не ограничиваются следующими: значительным снижением пластового давления, высокой обводненностью, неоднородностями с пропластками высокой и низкой проницаемости, низкой температурой пласта, нефтью с тенденцией к образованию эмульсии и осадкообразованию, огромными зонами каверн от предыдущих кислотных обработок. Во многих случаях неопределенности в свойствах пород усложняют задачу.

На протяжении последних шести лет практика проведения кислотной обработки карбонатных коллекторов постоянно совершенствовалась в Оренбургской области. Все начиналось с применения разлагаемых шариков и полимерной самоотклоняющейся кислоты для увеличения зоны покрытия. Позже была представлена вязкоупругая самоотклоняющаяся кислота для устранения сохраняющегося повреждения, связанного с полимером. В то же время использовался вязкоупругий селективный отклонитель для минимизации риска увеличения обводненности после обработки. Наконец применили систему отклонения пеной с использованием и без использования гибких НКТ малого диаметра с учетом истощения пластового давления. Много уроков было извлечено за этот период с рекомендациями по использованию более совершенных технологий в разных пластовых и скважинных условиях.

Большинство месторождений в Оренбургской области достаточно давно находятся в разработке, и это означает, что качество скважин-кандидатов ухудшается из года в год. Но с постоянным усовершенствованием практики стимуляции и жестким контролем качества нам удастся поддерживать добычу на экономическом уровне и даже увеличить объемы работ по сравнению с предыдущими годами. Эта статья описывает опыт, накопленный за шесть лет кислотных обработок в Оренбургской области с учетом извлеченных уроков и передовых практик.

The Volga-Ural basin is one of the largest oil-producing regions in Russia. Orenburg region is an essential part of Volga-Ural basin and represents most of the challenges existing in other parts of the basin. More than a half of the wells produce exclusively from carbonate formations and require periodic acidizing treatments to maintain economical production. Carbonate stimulation treatments are usually based on pumping of hydrochloric acid into formation using special diverters to maximize zone coverage by acid treatment. Some of the formation properties in the Volga-Ural basin create additional challenges for successful acidizing treatment. These challenges include but are not limited to significant reservoir pressure depletion, high water cut, formation heterogeneity with high and low permeable streaks, low reservoir temperature, crude oil tending to form emulsion and sludge, enormous thief zones created by previous acidizing treatments. Uncertainties in formation properties in many cases make the task even more complex.

Carbonate stimulation practices were continuously improving during the last six years in Orenburg region.

It started with implementation of degradable balls and polymer self-diverting acid to improve zone coverage. Later, viscoelastic self-diverting acid was introduced to eliminate retained damage associated with polymer. At the same time, viscoelastic selective diverter was used to minimize risk of water cut increase after the treatment. Finally, foam diversion with and without small-diameter coiled tubing (CT) placement was implemented to account for reservoir pressure depletion. Many lessons were learned during this period with recommendations for better technologies utilization at different reservoir and wellbore conditions.

The majority of the fields in Orenburg region are old, and this implies that quality of well candidates became worse from year to year. However, with continuous improving stimulation practices and rigorous quality control, we manage to maintain stimulation at economic level and even increase work scope compared with previous years. This paper will describe experience gained during six years of acidizing treatments in Orenburg region with lessons learned and best practices.

ВВЕДЕНИЕ

Некоторые из свойств пласта в Оренбургской области создают дополнительные трудности для успешного проведения кислотной обработки. Эти проблемы описаны ниже.

- Истощение пластового давления. Большинство карбонатных пластов находятся в разработке на протяжении многих десятилетий, и закачка воды была введена для поддержания пластового давления. Это позволяет оградить среднее пластовое давление от резкого истощения, но не может полностью остановить этот процесс. Среднее текущее пластовое давление составляет от 60 до 75% от первоначального давления для большинства карбонатных пластов.
- Высокая обводненность продукции. Кроме глубоких девонских пластов (Д5-Д6), средняя обводненность значительно выше 50%. Источник этой воды может быть различным (от нагнетательных скважин, повышения водонефтяного контакта, межпластового перетока за обсадной колонной, природных трещин, неудачной стимуляции с ГРП до соседних водоносных слоев и т.д.).
- Низкая температура пласта. У подавляющего большинства карбонатных пластов в Оренбургской области стабильная температура пласта (СТЗС) от 30 до 60 °С. Только у девонских пластов СТЗС выше 60 °С, но количество скважин, добывающих из девонских пластов, значительно меньше, чем из каменноугольных.
- Неоднородность пласта. Карбонатные пласты в Оренбургской области очень слоистые. Количество продуктивных пропластков в одиночном пласте может варьироваться от 3 до 30 и даже больше. Продуктивные пропластки разделены плотными и непроницаемыми прослойками сравнительно одинаковой высоты. Присутствие водонасыщенных зон вблизи целевых интервалов также обозначено.
- Сырая нефть, подверженная образованию эмульсии и шлама. В общем, сырая нефть в Волго-Уральском регионе тяжелая и вязкая. Почти из всех скважин добывают тяжелую нефть с 70% скважин, добывающих углеводород с плотностью API менее 40 градусов. Призабойная вязкость нефти составляет более 3 сП для половины скважин. Хорошо известно, что вязкая тяжелая нефть имеет тенденцию к образованию эмульсии и шлама с кислотами. Рисунок 1 а) и б) представляют плохие и хорошие результаты тестов на совместимость

INTRODUCTION

Some of the formation properties in Orenburg region create additional challenges for successful acidizing treatment. These challenges are described below.

- Reservoir pressure depletion. Most of the carbonate formations have been in development for many decades, and water injection was established for formation pressure maintenance. It allows keeping average reservoir pressure from sharp depletion but cannot completely stop this process. Average current reservoir pressure is from 60 to 75% of the initial value for most of the carbonate formations.
- High water production. The specific of the Volga-Ural region is that oil saturated layers are usually located just near water saturated zones, or have active aquifer. Not surprising that after decades of production most of the formation produces at high water cut. Except deep Devonian formations (D5-D6), average water cut is significantly above 50%. The source of this water may be different (from injector wells, rise of water oil contact, cross flow behind casing, natural fissures, unsuccessful stimulation with breakdown to adjacent water layer, etc.).
- Low reservoir temperature. Vast majority of carbonate formations in Orenburg region have stable reservoir temperature (BHST) from 30° to 60 °C. The only formations with BHST above 60 °C are Devonian, but amount of wells producing from Devonian formations is much lower than from Carboniferous.
- Formation heterogeneity. Carbonate formations in Orenburg region are highly laminated. Amount of productive sublayers in single formation may vary from 3 to 30 and even more. The productive sublayers are separated by tight and impermeable streaks with comparable height. The presence of water saturated zones near target intervals is also noted.
- Crude oil tending to form emulsion and sludge creation. In general, the crude oil in Volga-Ural region is heavy and viscous. Almost all wells are producing black oil with 70% of the wells producing hydrocarbon at API value less than 40 degrees. BH viscosity of the oil is more than 3 cP for half of the wells. It is well known that viscous black oil tends to create emulsions and sludge with acids. Figure 1 a) and b) represents bad and good results of compatibility test between crude and

сырой нефти с 15%-й соляной кислотой для одной из скважин в Оренбургском регионе: левый снимок показывает образование осадка в результате смешивания образца сырой нефти с кислотой. Для достижения хороших результатов совместимости необходимо использовать специальные добавки. Средняя концентрация таких добавок в Оренбургском регионе очень высока и даже выше рекомендованных максимальных значений для каждой добавки. Но такая высокая концентрация добавок была принята для минимизации риска образования повреждения пласта во время кислотной обработки.

- Многократные кислотные обработки. В ходе каждой кислотной обработки растворяется значительное количество породы пласта, таким образом увеличивая площадь контакта с пластом и потенциально создавая зоны поглощения, которые могут поглощать большую часть жидкости интенсификации при последующих обработках. Таким образом, эффективность каждой последующей обработки, как правило, снижается. На рисунке 2 показано количество повторяющихся кислотных обработок в период с 2007 по 2012 год. Очевидно, что количество повторно обработанных скважин постоянно растет со временем, и логично, что эта тенденция будет продолжаться и в будущем.
- Неопределенности в свойствах пласта. Карбонатные пласты редко бывают равномерными, и свойства пласта могут варьироваться от одной скважины к другой даже на одном и том же месторождении. Ранее было отмечено, что Оренбургский регион характеризуется большим количеством небольших месторождений с различными пластовыми свойствами. Проведение испытаний скважин для каждого месторождения не является экономически целесообразным, а иногда и просто невозможно, потому что у многих скважин бывает одновременная добыча из нескольких пластов. Кроме того, измерения профиля притока не проводится на каждой скважине до и после кислотной обработки. Это делает задачу проведения успешной кислотной обработки еще более сложной.

ЭВОЛЮЦИЯ МЕТОДОВ ОТКЛОНЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ОРЕНБУРГСКОМ РЕГИОНЕ

Равномерная обработка продуктивной части пласта является наиболее важной задачей для любой кислотной обработки в карбонатных коллекторах. Для успешного выполнения этой задачи были разработаны различные технологии отклонения. Многие из этих технологий были опробованы в Оренбургской области, и некоторые из них были успешными и длительное время использовались для стимуляции, но некоторые были отменены после первых испытаний. На рисунках 3 и 4 – краткий обзор достигнутых результатов по каждой конкретной технологии для месторождений в Оренбургской области, где наиболее часто проводилась стимуляция. Рисунок 3 показывает



Рисунок 1 – Плохие (а) и хорошие (б) результаты теста на совместимость
Figure 1 – Bad (a) and good (b) results of compatibility test

15% HCl for one of the wells in Orenburg region: left picture shows sludge creation as a result of mixing crude sample with acid. To achieve good compatibility results, some special additives should be used. Average concentration for such additives in Orenburg region is very high and even higher than recommended maximum values for each additive. But such high concentration of additives was accepted to minimize the risk of formation damaging during acidizing treatment.

- Multiple acidizing treatments. Each acidizing treatment dissolves significant amount of formation rock, thus increasing the contact area with formation and potentially creating thief zones that may consume most of the stimulation fluid during subsequent treatments. Thus, effectiveness of the each subsequent treatment will usually decrease. Figure 2 shows amount of repeated acidizing treatments in period from 2007 to 2012. It is clear that amount of re-treated wells is continuously increasing with time and it is logical that this trend will continue in future.
- Uncertainties in formation properties. Carbonate formations are rarely uniform and formation properties may vary from one well to another even on the same field. Previously was mentioned that Orenburg region is characterized by large amount of small fields with variety of formation properties. Providing of well test operations for each field is not economically feasible and sometimes just impossible because many wells have commingled production from multiple formations. Additionally, production logging is not performed on every well before and after acidizing treatment. This makes the task of performing successful acidizing treatment even more complex.

EVOLUTION OF DIVERSION TECHNIQUES USED IN ORENBURG REGION

Uniform zone coverage is the most important task for any carbonate acidizing treatment. Different diversion technologies have been developed to succeed with this task. Many of these technologies were tried in Orenburg region, some of them succeeded, and continuously used for stimulation treatments, but some were cancelled after initial trials. Figures 3 and 4 provide the summary of the achieved results with each particular technology for the most frequently stimulated fields in Orenburg area. Figure

увеличение продуктивности за счет стимуляции скважин с имеющейся динамикой добычи до кислотной обработки («старые» скважины). Значение увеличения нормализовалось до наибольшего значения для каждого месторождения. Таким образом, значение «1» на графике показывает лучший средний результат, полученный на конкретном месторождении. На рисунке 4 представлена продуктивность после кислотной обработки для скважин без имеющейся динамики добычи до кислотной обработки («новые» скважины), как правило, для вновь пробуренных скважин, скважин с зарезкой новых стволов или с изменением продуктивного интервала. Продуктивность после кислотной обработки также нормализовалась до максимального значения для каждого месторождения. Черными горизонтальными линиями на рис. 3 и 4 показано увеличение среднего нормализованного коэффициента PI или значения PI после кислотной обработки по каждой конкретной технологии. Зелеными точками показано общее количество работ для каждой технологии на конкретном месторождении, красными точками представлено количество неуспешных работ. Причины неуспешности могут быть разными, но наиболее распространенными являются прорыв воды и невозможность освободить скважину от жидкостей обработки из-за низкого пластового давления. Обсуждение результатов, представленных на рис. 3 и 4, будет изложено в следующих разделах этой статьи, включая опыт, полученный от каждой из используемых технологий.

ВЯЗКОУПРУГАЯ САМООТКЛОНЯЮЩАЯ КИСЛОТА (ВУСК)

Вязкоупругая самоотклоняющаяся кислота (ВУСК) – это безполимерная система отклонения. Она состоит из соляной кислоты, смешанной с вязкоупругим поверхностно-активным гелеобразующим агентом. Поверхностно-активное вещество загеливается по мере расходования кислоты. Увеличение вязкости вызывает временную закупорку протравленных

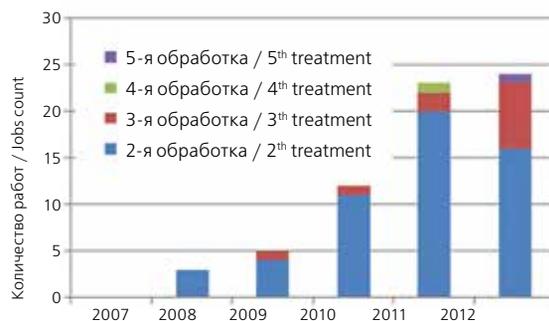


Рисунок 2 – Многократные кислотные обработки

Figure 2 – Repeated acidizing treatments

4 represents PI increase due to stimulation for the wells with existed pre-acidizing production history (“old” wells). Value of PI increase was normalized to the largest value for each field, so the value of 1 on the chart represents the best average result achieved on particular field. Figure 4 represents post-acidizing PI for the wells without existed pre-acidizing production history (“new” wells), usually newly drilled wells, sidetracks or wells with change in producing interval. Post-acidizing PI was also normalized to the maximum value for each field. The black horizontal lines on figures 3 and 4 represent the average normalized PI increase or post-acidizing PI values for each particular technology. Green dots show the total jobs count for each technology on particular field and red dots represents amount of unsuccessful jobs. The reasons of job’s failure can be different, but the most common are water break through and inability to unload the well from treating fluids due to low reservoir pressure. Discussion of the results presented on figures 3 and 4 will be provided in the following sections of this paper with experience gained from each of the used technologies.

VISCOELASTIC SELF-DIVERTING ACID

Viscoelastic self-diverting acid (VSDA) is a polymer-free diverting system. It consists of hydrochloric acid

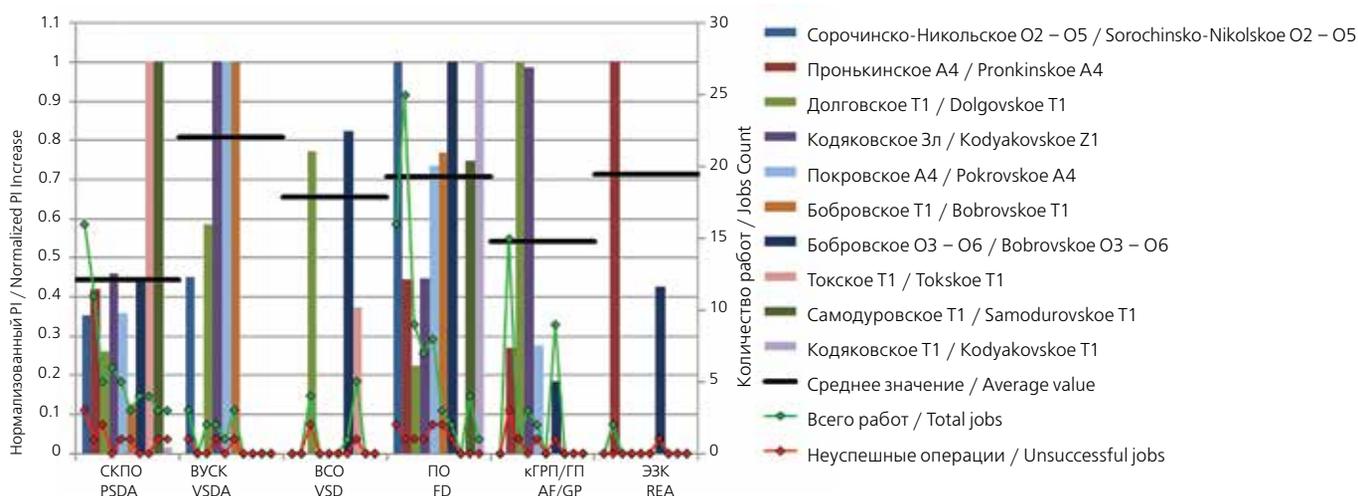


Рисунок 3 – Средние результаты КО в «старых» скважинах для месторождений, где чаще всего проводилась стимуляция

Figure 3 – Average results of acidizing treatments performed on “old” wells for the most frequently stimulated oil fields

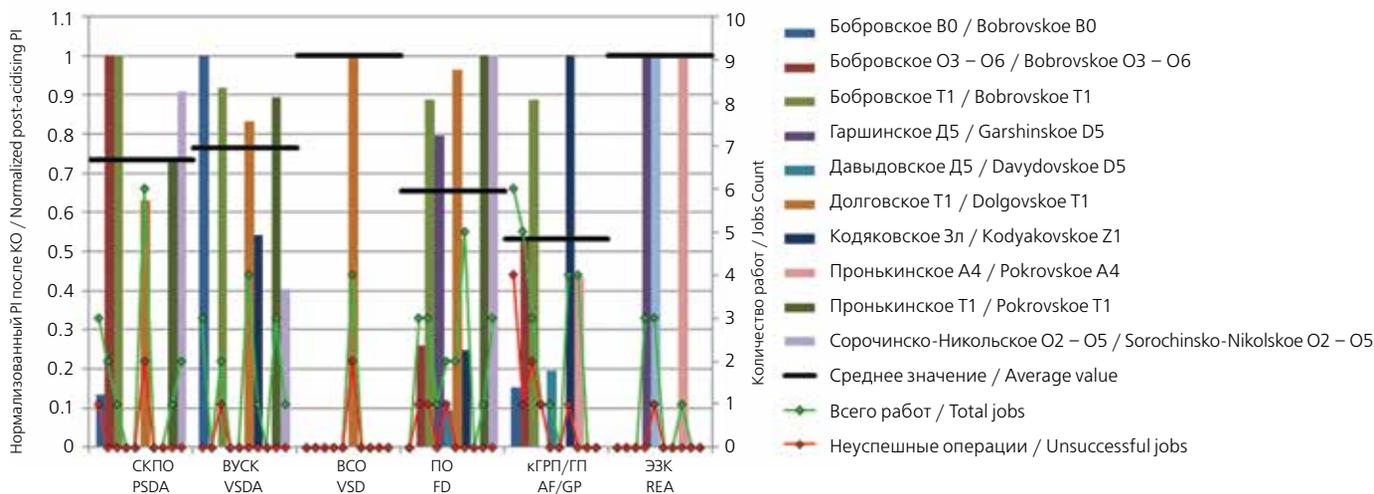


Рисунок 4 – Средние результаты КО в «новых» скважинах для месторождений, где чаще всего проводилась стимуляция

Figure 4 – Average results of acidizing treatments performed on “new” wells for the most frequently stimulated oil fields

каналов, чтобы обеспечить непрерывную кислотную обработку необработанной зоны (Чанг и соавт., 2001, Тэйлор и соавт., 2003).

На рисунке 5 показан типичный профиль вязкости ВУСК как функции расходования соляной кислоты. Вязкость ВУСК начинает увеличиваться, когда соляная кислота расходуется с концентрации 20% до 12% (соответствует расходованию 8%-й соляной кислоты на графике). Жидкость поддерживает высокую вязкость при дальнейшем расходовании кислоты, чтобы можно было достигнуть непрерывного отклонения во время закачки. При возобновлении добычи добываемые углеводороды эффективно разрушают ПАВ и снижают вязкость ВУСК.

Применение ВУСК в Волго-Уральском бассейне было также описано для других частей региона. Ильясов с соавт. (2010) описал применение ВУСК и вязкоупругого селективного отклонителя (ВСО) в 7 газовых и 3 нефтяных скважинах в Саратовской области. Скважины, обработанные ВУСК и ВСО, показали увеличение КП в 5 раз для газовых скважин и 12 для нефтяных скважин. Днистрянский с соавторами (2012) представил данные стимуляции с ВУСК горизонтальной скважины в Оренбургской области. ВУСК была закачена через ГНКТ. Обработка ВУСК привела к 20%-му увеличению дебита.

Всего было выполнено 35 обработок с ВУСК на Оренбургских месторождениях с 2007 по 2013 год, включая 23 новых скважины и 12 обработок на действующем фонде скважин. В большинстве случаев обработка с ВУСК показала лучшие результаты, чем обработка соседних скважин другими вязкими отклонителями (рис. 15 и 16). Несмотря на то, что ВУСК дала лучшие результаты, чем СКПО или другие вязкие отклонители в Оренбургском регионе, она не стала стандартом регионального применения по нескольким причинам. Первое и самое главное – это то, что даже имея лучшие качества отклонения и распространения червоточин, ВУСК тем не менее остается вязким отклонителем, которому необходимо достаточное количество энергии для

mixed with a viscoelastic surfactant gelling agent. The surfactant gels as the acid spends. The increase in viscosity causes temporary plugging of the acid-etched channels to allow continuous acidizing of the unstimulated zone (Chang et al. 2001, Taylor et al. 2003).

Figure 5 shows a typical viscosity profile of VSDA as a function of HCl spent. VSDA starts to develop viscosity when the acid spends from 20% down to 12% (corresponds to 8% of HCl spent on the chart). The fluid maintains a high viscosity with further acid spending so that continuous diversion can be achieved during pumping. When production resumes, the producing hydrocarbon effectively breaks the surfactant and lowers the VSDA viscosity.

The application of VSDA in Volga-Ural region has been also described for other parts of the region. Iliasov et al. (2010) described the application of VSDA and Viscoelastic Selective Diverter (VSD) for 7 gas and 3 oil wells in Saratov region. The wells treated with VSDA and VSD showed PI increase of 5 for gas wells and 12 for oil wells. Dnistryansky et al. (2012) presented data of VSDA stimulation of a horizontal

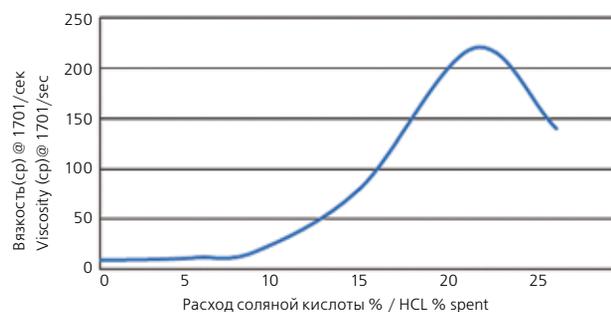


Рисунок 5 – Рост вязкости СКПО в 20%-й соляной кислоте в зависимости от процентного объема расходования соляной кислоты

Figure 5 – VSDA viscosity development in 20% HCl as a function of volume percentage of HCl spent

выноса после обработки, что часто не подходит для истощенных пластов в Оренбургской области. Позже технология применения ВУСК была совмещена с азотированием для образования стабильной вязкой пены для отклонения и улучшенной отработки. Вторая причина заключается в обводненности: являясь кислотным отклонителем, ВУСК не помогает сократить или даже сохранить обводненность на том же уровне, как до проведения обработки. Таким образом, существовала необходимость в другого рода методах сдерживания роста обводненности и эффективной стимуляции истощенных пластов, решенная впоследствии с помощью применения пенного отклонителя.

ВЯЗКОУПРУГИЙ СЕЛЕКТИВНЫЙ ОТКЛОНИТЕЛЬ (ВСО)

Ранее было отмечено, что скважины с карбонатными коллекторами в Оренбургской области имеют высокую обводненность. При кислотной обработке скважины с высокой обводненностью или с известным водонефтяным контактом (ВНК) необходимо принимать специальные меры предосторожности для минимизации риска увеличения обводненности после обработки. Обычно в таких случаях закачка кислоты «в лоб» без специальных отклонителей приводит к стимуляции водоносной зоны и оставляет нефтеносную зону необработанной в связи со средством кислоты к воде. Исторически сложилось так, что скважины с высокой обводненностью в Оренбургской области не рассматривались в качестве кандидатов для кислотной обработки из-за отсутствия специальных технологий, которые могут отклонить кислоту от водонасыщенных зон. Но ситуация изменилась в 2008 году, когда начали применять вязкоупругий селективный отклонитель (ВСО) в Оренбургской области.

ВСО используется для проведения матричной кислотной обработки для отклонения кислоты от зоны высокой водонасыщенности в зону, богатую углеводородами. Это жидкость на водной основе с вязкоупругим ПАВ и с изначально высокой вязкостью. Во время матричной кислотной обработки она закачивается во все зоны, но ее вязкость резко падает при контакте с нефтью в насыщенных углеводородами пропластках. Из-за доминирующего присутствия соленых пластовых вод вязкость ВСО остается стабильной в водонасыщенных интервалах. Это предотвращает закачку кислоты в водоносные зоны, перенаправляя кислоту из водонасыщенных пропластков в пропластки, насыщенные углеводородами. В результате нефтеносные пласты становятся обработанными, а водонасыщенные пропластки временно блокируются во время обработки. Никаких остаточных повреждений не остается, потому что материал не полимерный. Серия лабораторных тестов с данным селективным отклонителем была описана Чангом и соавт. (1998). Жидкости закачивались параллельно через два керн с разной насыщенностью. До того как селективный отклонитель был закачан, большая часть введенных жидкостей прошла через керн с

well in Orenburg region. VSDA was placed via coil tubing (CT). Treatment with VSDA system resulted to 20% production enhancement.

A total of 35 VSDA treatments have been performed in Orenburg fields from 2007 to 2013 including 23 newly drilled wells and 12 treatments on producing wells. On most of this treatments, VSDA have demonstrated better results than in offsets treated with other viscosified diverters (fig.15 and 16). Although VSDA have shown better results than PSDA or other viscosified diversion techniques for Orenburg region, it has not become a regional standard for a several reasons. The first and the most important is that, even having better diversion qualities and better wormhole propagation, VSDA has still remained a viscous diverter that needs sufficient energy to flowback after the treatment which is often not the case for depleted formations in Orenburg region. Later, VSDA technology has been incorporated with nitrogen energizing to form stable viscous foam for diversion and enhance flowback. Second reason is water cut: being an acidic diverter, VSDA didn't help to reduce or even retain water cut at the same level as prior the treatment. A need for techniques of different kind to retain water cut and effectively stimulate depleted reservoirs was later addressed by implementing of foam diverter.

VISCOELASTIC SELECTIVE DIVERTER

It was previously mentioned that wells producing from carbonate reservoirs in Orenburg region has high water cut. When acidizing a well with high water cut or with existing oil water contact (OWC), special precaution is needed to minimize the risk of water cut increase after the treatment. Typically, in such situations, bullheading the acid without special diverters will result in stimulating the water zone and leaving the oil zone unstimulated due to acids affinity for water. Historically, high water cut wells in Orenburg region was not considered as candidates for acidizing due to lack of special technologies that might divert acid away from water saturated zones. But situation changed in 2008, when viscoelastic selective diverter (VSD) was introduced in Orenburg region.

VSD is used for matrix stimulation applications to divert acid away from a high-water-saturation zone into a hydrocarbon-rich zone. It is a water-based fluid with viscoelastic surfactant and initially has high viscosity. During the matrix acidizing treatment, it is injected into all zones, but its viscosity sharply drops in contact with oil in the hydrocarbon-saturated zones. Due to the dominate presence of formation brine, its viscosity keeps stable in water-saturated intervals. This prevents acid from being injected into water zones, redirecting acid from water-saturated sublayers to hydrocarbon-saturated sublayers. As a result, oil producing formations became stimulated and water-saturated sublayers are temporarily blocked during treatment. No residual damage remains because the material is

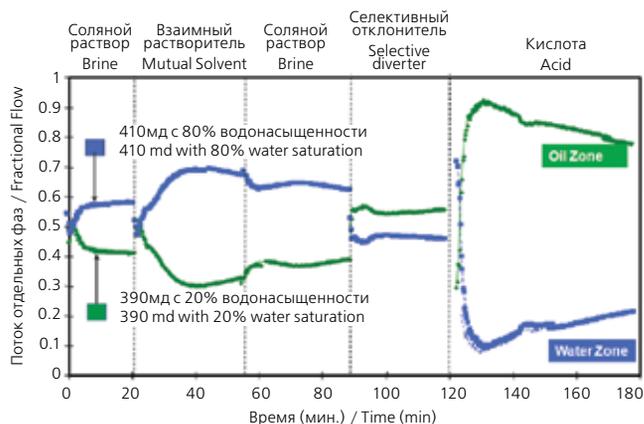


Рисунок 6 – Движение отдельных частиц жидкости на водной основе в керне с разной нефтенасыщенностью

Figure 6 – Fractional flow of aqueous fluid into cores with different oil saturations

более высокой водонасыщенностью вследствие эффекта относительной фазовой проницаемости (рис. 6). После введения отклоняющего агента вязкая пробка была образована в этом керне с высокой водонасыщенностью и разрушилась при протекании через керн с более низкой водонасыщенностью. Как только вязкая пробка была образована в керне с высокой водонасыщенностью, кислота избирательно попала и начала обработку керна с высокой насыщенностью углеводородами.

Применение ВСО в сочетании с другими технологиями отклонения во время обработки стало обычной практикой в Волго-Уральском регионе. В этом случае ВСО закачивается на стадии закачки жидкости для предварительной обработки пласта до попадания жидкостей реагирования в пласт. Это позволяет блокировать потенциальные водонасыщенные зоны от последующей кислотной обработки. После того как ВСО инициирует процесс, продолжается обычная матричная кислотная обработка с переменными стадиями кислотного и химического отклонения. Днистрянский и соавт. (2012) показали примеры использования ВСО на начальной стадии во время матричной кислотной обработки на гигантском Оренбургском нефтяном газоконденсатном месторождении (ОНГКМ). Если предыдущие кислотные обработки на ОНГКМ часто приводили к прорыву воды, то водоприток не наблюдался на скважинах, обработанных ВСО на начальной стадии. Другой пример использования ВСО в Волго-Уральском регионе был опубликован Ильясовым и соавт. (2010). Он сообщил о значительном снижении обводненности после 6 операций с ВСО, на трех из которых ВСО был закачан на начальном этапе с последующим использованием ВУСК в качестве основного отклонителя.

В случае кислотной обработки скважин с очень высокой обводненностью (обычно более 70%) ВСО используется в качестве единственного отклонителя для всей обработки. В этом случае реактивная жидкость закачивается между этапами закачки ВСО. Скважина № 143 Токского нефтяного месторождения (пласт Т1) может служить хорошим

non-polymeric.

A series of laboratory tests with this selective diverter were described by Chang et al. (1998). The fluids were pumped through two cores with different saturations in parallel. Before the selective diverter was pumped, the majority of the injected fluids went through the core with higher water saturation because of the relative permeability effect (fig. 6). Upon injection of the diverting agent, a viscous plug was formed in this high-water-saturation core and degraded while flowing through the lower water-saturation core. Once a viscous plug was formed in the highly water-saturated core, the acid preferentially entered and stimulated the high-hydrocarbon-saturation core.

It is common practice in Volga-Ural region that VSD is combined with other diverting technologies during the treatment. In this case, VSD is pumped as spearhead stage before any reacting fluids penetrate into formation. It allows to block potentially water saturated zones from the following acidizing treatment. After VSD spearhead, normal matrix acidizing treatment is continued with alternating stages of acid and chemical diverter. Dnistriansky et al. (2012) showed examples of using VSD spearhead stages during matrix acidizing on giant Orenburg oil, gas and condensate field (OOGCF). While previously acidizing treatments on OOGCF often lead to water breakthrough, no water production was observed on wells treated with spearhead stage of VSD. Another example of using VSD in Volga-Ural region was published by Ilyasov et al. (2010). He reported significant water cut decrease after 6 treatments with VSD, on three of them VSD was pumped as spearhead stage with subsequent usage of VSDA as main diverter.

In case of acidizing treatment of wells with very high water cut (usually above 70%) VSD is used as a sole diverter for entire treatment. In this case reactive fluid is pumped between stages of VSD. Well 143 on Tokskoe oil field (T1 formation) can be used as a good example of VSD treatment of well with high water cut. Before the treatment, well produced 205 m³/d of fluid with 76% water cut. The source of water was not known. Matrix acidizing treatment with 4 stages of VSD and 15% HCl stages between them was pumped. After the treatment, stabilized production of 288 m³/day of fluid was achieved with water cut dropped to 60%. As a result, post-acidizing oil production was more than doubled, from 42.5 to 99.5 tons of oil per day.

But not all VSD treatments was successful, some treatments resulted in substantial water cut increase (red dots on fig. 15 and 16). The suspected reason is the presence of natural fissures or channels in cement behind casing that links perforated interval with water saturated layers. In this case, the size of the pathway to water is much larger compared with porous media where VSD suppose to work. It is well known that only viscosity can be not enough to provide efficient diversion in fissures or channels. Additional mechanical diversion (i.e. fibers or other

примером обработки с ВСО скважины с высокой обводненностью. До обработки объем добываемой жидкости составлял 205 м³/сут с 76% обводненности. Источник воды был неизвестен. Матричная кислотная обработка состояла из четырех этапов закачки ВСО и этапов закачки раствора 15%-й соляной кислоты между ними. После обработки была достигнута стабилизированная добыча жидкости в объеме 288 м³/сут со сниженной до 60% обводненностью. В результате добыча нефти после кислотной обработки увеличилась более чем в два раза – с 42,5 до 99,5 тыс. тонн нефти в сутки.

Но не все обработки с ВСО были успешными. Некоторые операции привели к существенному увеличению обводненности (показано красными точками на рис. 15 и 16). Основной причиной является наличие природных трещин или каналов в цементе за обсадной колонной, которая связывает интервал перфорации водонасыщенными слоями. В этом случае размер прохода к воде намного больше по сравнению с пористой средой, где, предполагается, должен работать ВСО. Хорошо известно, что только вязкости может быть недостаточно для обеспечения эффективного отклонения в трещинах или каналах. В таких случаях следует рассматривать дополнительный метод механического отклонения (т.е. волокна или другие частицы), чтобы минимизировать поток кислоты в водонасыщенные зоны.

ПЕННЫЙ ОТКЛОНИТЕЛЬ (ПО)

Метод отклонения пеной был внедрен очень давно в истории инженерной матричной кислотной обработки. Использование водной пены для отклонения в конце 60-х гг. было описано Смитом и др. (1969). Позже Зербуб и соавт. (1991) продемонстрировали улучшенное применение метода отклонения пеной и его преимущества для большинства трудностей при кислотной обработке – зона охвата, повышение выноса продуктов реакции и снижение обводненности.

Часто метод отклонения пеной не рассматривается в качестве предпочтительного метода из-за логистики и ограничений оборудования. В Оренбургской области отклонение пеной оказалось самым надежным методом отклонения в условиях истощенных пластов с многократными обработками и возрастающей обводненностью. Таким образом, с 2011 года большинство матричных кислотных обработок перешли в отклонение на пенной основе (рис. 4).

Пена минимизирует повреждение пласта во время отклонения, с другой стороны, она включается в процесс надлежащей стимуляции всех продуктивных зон как доказанный активный отклонитель. Наличие азота помогает вынести продукты реакции, запустить скважину в эксплуатацию сразу после обработки, чего особенно трудно достичь в случае традиционной кислотной обработки истощенных скважин. Для достижения наибольшей эффективности пенного отклонения была рекомендована следующая последовательность

particulates) should be considered in such cases to minimize acid flow into water saturated zones.

FOAM DIVERTER

Foam diversion has been implemented very early in history of engineered matrix acidizing. Utilization of aquatic foam for diversion purposes in late 60's has been described by Smith et al. (1969). Later Zerboub et al. (1991) has demonstrated improved application for foam diversion and its benefits for major acidizing challenges - zone coverage, enhanced flow back and water cut reduction.

Often foam diversion is not considered as preferred method because of logistics and equipment limitations. In Orenburg region foam turned out to be the most reliable diversion technique under conditions of depleted reservoirs with repeated treatments and increasing water cut. Thus, since 2011, the majority of matrix acidizing treatments switched to foam-based diversion (fig. 4).

Foam minimizes formation damage while diversion, on the other hand incorporates in proper stimulation of all producing zones as proven active diverter. Presence of nitrogen helps to flow back reaction byproducts, kick-off the well and put on production immediately after the stimulation treatment, which especially hard to achieve in case of conventional acidizing on depleted wells. For the best foam diversion performance, the following sequence of stages was recommended for foam diversion in Orenburg region.

1. Clean the near wellbore, if necessary. A mutual solvent removes oil from near-wellbore region (oil destroys foam), and water wets the formation.
2. Inject a preflush containing surfactant. The preflush displaces the mutual solvent (detrimental for foam) and minimizes the absorption of the surfactant inside the foam.
3. Inject a foam pill. The foam preferentially plugs the high-permeability zones.
4. Shut in the well. Following the foam penetration into the matrix, a short shut-in time is helpful to attain a stabilized diversion regime quickly.
5. Inject treating fluids containing surfactants. If surfactant is not added, the acid stage destroys foam and the diversion effect vanished quickly.

Design sequence described above was revised for the wells where acidizing treatment has been performed previously. Usually, previous treatments consisted of un-engineered bull heading of 0.5–1 m³ of 14% HCl per meter of perforation with no diverters, performed by local workover companies. In case of acidizing treatment performed on the well, vugs and face dissolution can exist across the most permeable zones. In this case, acidizing treatment may start from foam diversion stage. It is recommended to increase first foam preflush and first foam diversion stage proportionally to the amount of carbonate rock dissolved during previous treatment. For example, 1000 gal (3.78 m³) of 15%HCl dissolves approximately 80 gal (0.3 m³) of limestone rock before full spending. Imagine 3000 gallons of 15% HCl pumped on

этапов отклонения пеной в Оренбургской области.

1. Проведите очистку призабойной зоны в случае необходимости. Использование совместного растворителя удаляет нефть из призабойной области (нефть разрушает пену), и вода заливаает пласт.
2. Введите ПАВ, содержащее жидкость предварительной промывки. Промывочная жидкость вытесняет взаимный растворитель (разрушительное действие на пену) и сводит к минимуму поглощение поверхностно-активного вещества внутри пены.
3. Введите пенный состав. Пена предпочтительно закупоривает высокопроницаемые зоны.
4. Остановите скважину. В то время как пена проникает в матрицу, короткая остановка скважины способствует быстрому достижению стабильного режима отклонения.
5. Введите жидкости обработки, содержащие ПАВ. Если ПАВ не добавлен, кислотная стадия разрушает пену и эффект отклонения быстро исчезает.

Описанная выше последовательность операций была пересмотрена для скважин, где ранее уже проводилась кислотная обработка. Обычно предыдущие обработки состоят из недоработанной закачки «в лоб» 0,5–1 м³ 14%-й соляной кислоты на метр перфорации без отклонителей, выполняемой местными компаниями по КРС. В случае проведения кислотной обработки в скважине, пустоты и поверхностное растворение могут быть в наиболее проницаемых зонах. В этом случае кислотная обработка может начаться с этапа отклонения пеной. Рекомендуется увеличить стадию первой предварительной промывки пеной и первого отклонения пеной пропорционально количеству карбонатных пород, растворенных во время предыдущей обработки. Например, 1000 гал (3,78 м³) 15%-й соляной кислоты растворяет примерно 80 гал (0,3 м³) известняковых пород до полного расходования. Представьте 3000 гал 15%-й соляной кислоты, закачанной во время предыдущей обработки, затем на первых стадиях предварительной промывки пеной и пенообразования должно быть увеличение примерно на 240 гал для скважинных условий.

Несколько обработок было выполнено с применением цифровых манометров забойного давления, и показано, что предлагаемое пенное отклонение может быть очень эффективным и способствует увеличению давления обработки на забое до 100 атм (рис. 7).

Для длительных обработок пенный отклонитель может разрушаться при закачке кислотных стадий. Возможным признаком такого разрушения может быть снижение давления на следующем кислотном этапе (например, рис. 7), хотя такое снижение давления также может быть признаком прорыва кислоты через повреждение и образования новых каналов. После оценки данных забойного давления из фонда скважин период остановки после этапа пенного отклонения был значительно сокращен,

previous treatment, and then approximately 240 gallons for downhole conditions should increase the first foam preflush and foaming stage.

A number of treatments have been performed with bottomhole pressure memory gauges, and it is demonstrated that proposed foamed diversion can be very efficient and provides an increase in bottomhole treating pressure up to 100 atm (fig. 7).

For extended treatments foam diverter can degrade while pumping acid stages. Possible sign of this kind of degradation can be decreasing pressure on the next acid stage (i.e. fig. 7), although this pressure decrease can also be an indication of acid breaking through the damage. After evaluation of bottomhole pressure data from numbers of wells, shut-in period after the foamed diverter stage was significantly decreased in order to gain viscosity yield and not compromise foam stability.

For low injectivity formations in order to increase stability and diversion efficiency, it is also recommended to use foamed, VSDA: being a surfactant-based fluid, VSDA doesn't need additional foaming agents and has extended stability of 3 and more hours of foam half-life.

Foam diversion was primarily used with an application of CT placement. Acidizing was performed on different formations with long production intervals and low reservoir pressure.

The wells producing from deep Devonian formation (D5) were chosen as trial candidates for bullhead acidizing treatments with FD. Formation's TVD 4200–4300 m, average gross height 3–8 meters, formation permeability typically ranging from 2 to 5 md, low reservoir pressure range 200–300 atm in combination with very light crude about 48° API. Without stimulation, wells were producing at low

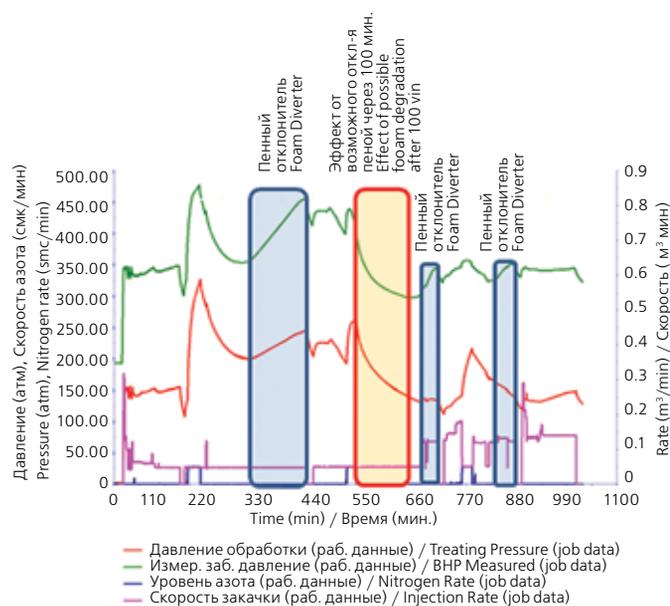


Рисунок 7 – Пример кислотной обработки с пенным отклонителем, с измеренным давлением на забое
Figure 7 – Example of acidizing job with foamed diverter and measured bottomhole pressure

чтобы получить вязкость и не подвергать риску устойчивость пены.

Для пластов с низкой приемистостью с целью повышения стабильности и эффективности отклонения также рекомендуется использовать вспененную кислоту ВУСК: будучи жидкостью на основе ПАВ ВУСК не нуждается в дополнительных пенообразователях и обладает продолжительной стабильностью от трех и более часов периода полураспада пены.

Пенное отклонение изначально использовалось с применением гибких НКГ. Кислотные обработки проводились на различных пластах с длительными продуктивными интервалами и низким пластовым давлением.

Скважины, добывающие из глубоких девонских пластов (D5), были выбраны в качестве пробных кандидатов на проведение кислотной обработки «в лоб» с пенным отклонителем. Вертикальная глубина скважины 4200–4300 м, средняя общая высота 3–8 м, проницаемость пласта обычно варьируется от 2 до 5 мд, низкий диапазон пластового давления 200–300 атм в сочетании с очень легкой сырой нефтью около 48° АНИ (API). Без стимуляции скважины давали низкий дебит нефти, и значительный положительный скин-фактор был рассчитан в диапазоне от 5 до 15. Хотя, основываясь на данных узлового анализа, скважины показали потенциал для естественного притока, традиционная кислотная обработка с вязкими отклонителями на соседних скважинах не дала желаемых результатов из-за трудностей выноса в глубоких скважинах, делая принятие окончательного результата обработки в основном зависимым от качества выноса и выброса, а не качества самой кислотной обработки. Была проведена обработка пяти девонских скважин в 2010 году в качестве пилотного проекта для кислотной обработки закачкой «в лоб» с применением пенного отклонителя в Оренбургской области. После обработки было установлено среднее увеличение PI в 4,4 раза и прирост дебита нефти 48 тонн на

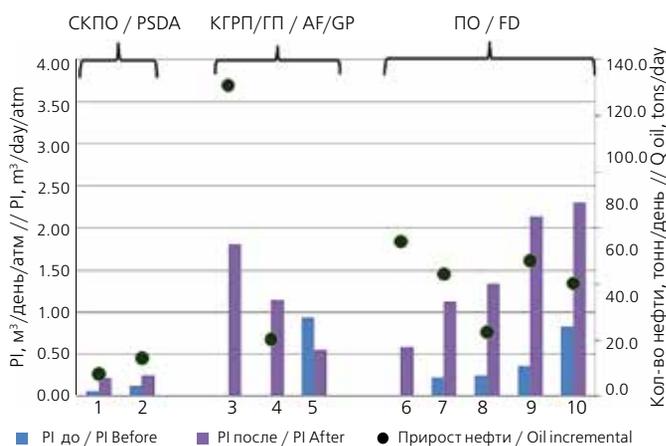


Рисунок 8 – Результаты эффективности пенного отклонения в сравнении с другими видами КО на пласте D5

Figure 8 – Foam diversion productivity results in comparison to other acidizing job on D5 formation

oil rate and significant positive skin was estimated ranging from 5 to 15. Although, based on nodal analysis, wells have shown potential for natural flow, conventional acidizing with viscous diverters on offset wells didn't give desired results because of difficulties in flowback on deep wells making the final result of the treatment mostly dependent on quality of flowback and kick off rather than the quality of acidizing treatment itself. Five Devonian wells were treated in 2010 as a pilot project for bullhead acidizing with FD in Orenburg region. Post treatment production established average PI increase of 4.4 times and oil incremental of 48 tons per well in average (fig. 8). Success of these 5 wells has predetermined foam diversion to become a regional standard for acidizing. Overall production results in figures 15 and 16 showed good effectiveness of foam diverter regardless of new or old wells were treated.

The specific of the Volga-Ural region is that oil-saturated layers is usually located just near water-saturated zones, or have active aquifer. Most of the formations produce at high water cut and majority of the produced fluid is water. After 2010, most of the acidizing treatments performed in the region incorporated foam diversion (fig.4) and statistic showed trend of reduced post-acidizing water cut increase after FD introduction (fig. 9).

USING COIL TUBING FOR MATRIX ACIDIZING

Conventional method for matrix acidizing is bullheading. The approach is widely used but, under some conditions has lower efficiency due to non-uniform stimulation. Coiled Tubing has a number of advantages over bullheading in matrix acidizing especially for long interval treatments:

1. It helps to place treating fluids across the entire interval during the treatment. Thomas et al. (1995) using computer simulator and real case studies showed that coiled tubing placement in combination with chemical diverters yields good zone coverage in horizontal and vertical wells completed in massive carbonate reservoirs.
2. Using CT allows pickling the CT string on the surface before running it in the hole, thus eliminating the risk of iron invasion into the formation with acid.
3. Performing the treatment through CT avoids exposing the wellhead or completion tubing to direct contact with corrosive treatment fluids.
4. Integrated treatments. Associated operations can be performed as part of an integrated service prior to the matrix treatment, for example, fill removal prior to a treatment; acid wash or cleanout of the rat hole from incompatible fluids. It is imperative in many matrix treatments to perform the well flow back as soon as possible after the acid job. Nitrogen kickoff can be performed right after the treatment to recover as much treating fluid from the formation as possible and easily put the well into production. Production logging can be performed before and after the treatment.

скважину в среднем (рис. 8). Успех этих 5 скважин предопределил становление пенного отклонителя региональным стандартом для кислотной обработки. Общие результаты добычи на рисунках 15 и 16 показали хорошую эффективность пенного отклонителя независимо от того, в каких скважинах проводилась обработка (новые или старые скважины).

Специфика Волго-Уральского региона заключается в том, что нефтенасыщенные слои, как правило, находятся в непосредственной близости от водонасыщенной зоны либо имеется активный водоносный горизонт. В большинстве пластов добыча идет при высокой обводненности, и основным добываемым флюидом является вода. После 2010 года в состав большинства кислотных обработок, проводимых в регионе, входит пенный отклонитель (рис. 4), и статистика показала тенденцию снижения уровня обводненности после кислотной обработки с введением пенного отклонителя (рис. 9).

ПРИМЕНЕНИЕ ГНКТ ДЛЯ МАТРИЧНОЙ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

Традиционным методом матричной кислотной обработки является закачка «в лоб». Данный метод широко используется, но в некоторых условиях имеет более низкую эффективность из-за неоднородной стимуляции. Применение гибких НКТ имеет ряд преимуществ по сравнению с закачкой «в лоб» в матричной кислотной обработке, особенно для длинных интервалов обработки:

1. Это позволяет разместить жидкость обработки по всему интервалу во время обработки. Используя компьютерный симулятор и реальные примеры исследований, Томас и др. (1995) показали, что использование гибких труб в сочетании с химическими отклонителями дает хорошую зону покрытия в законченных горизонтальных и вертикальных скважинах в массивных карбонатных коллекторах.
2. Использование ГНКТ позволяет выполнить протравливание колонны ГНКТ на поверхности перед ее спуском в скважину, таким образом устраняя риск попадания железа в пласт с кислотой.
3. Проведение обработки через ГНКТ позволяет избежать прямого контакта устьевого оборудования и подвески НКТ с коррозионно-активными жидкостями обработки.
4. Комплексные обработки. Совместные операции могут быть выполнены как часть интегрированного комплекса до матричной кислотной обработки, например, удаление отложений до проведения обработки; промывка кислотой или очистка ствола от несмешивающихся жидкостей. Во время многих матричных кислотных обработок крайне важно как можно скорее провести отработку скважины после кислотной операции. Запуск азота может быть выполнен сразу после обработки, чтобы извлечь как можно больше жидкости обработки и беспрепятственно запустить скважину в

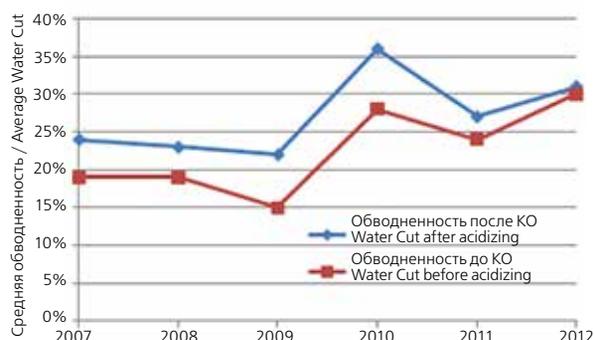


Рисунок 9 – Увеличение обводненности после КО было минимизировано с применением пенного отклонителя
Figure 9 – Post-acidizing water cut increase was minimized using foam diverter

5. Live well treatments. The CT pressure control equipment configuration allows the treatment to be performed on a live well. The potential formation damage associated with well killing operation and the corresponding loss of production time are thereby avoided.
6. Mobile point of injection. Jetting effect is something that can be effective in casings and provided if a proper purpose built nozzle tool is used.

“Dual string” pumping technique was introduced in Orenburg region in 2009. With this technique, treating fluids are pumped into both CT and annulus between CT and tubing at the same treatment. As friction pressure in annulus is significantly lower than that inside CT, we can increase pump rate significantly, thus increasing wormhole penetration and decreasing pumping time. If required, diverter and main acid can be pumped at the same time. Acid is pumped at high pumping rate to the CT-tubing annulus while foam is pumped simultaneously through CT across thief zone. Thus, the thief zone is continuously saturated by foam, providing effective dynamic diversion during treatment and allowing the stimulation to be performed selectively.

Well 608 Efremo-Zykovskoe oilfield is one of the examples of using “dual string” pumping technique in Orenburg region. This well has 4 perforated intervals across different formations; table 1 demonstrates properties of each formation. Df formation has appeared to be the thief zone based on pre-treatment production log. Low reservoir pressure, clear thief zone and significant depth difference between treated zones definitely made this well excellent candidate for matrix acidizing through CT with foam diversion and “dual string” technique.

Design was done in a way to exclude stimulation of thief Df formation and stimulation of T1, Z1-1 and Z1-2 was the main aim of this treatment. The following sequence of stages was used during treatment:

1. Pickle CT on surface till returned acid will have less than 2000 ppm of iron.
2. Rig in hole CT. Establish circulation (2% KCl + N₂ due to low Pres). Circulate 8 m³ of 15% HCl + N₂ with direct circulation to surface. The aim of this step is to pickle annulus between CT and tubing.
3. Preflush with mutual solvent through CT across all

- эксплуатацию. Гидродинамический каротаж может быть проведен до и после обработки.
5. Проведение обработки без закрытия скважины. Компоновка оборудования контроля давления ГНКТ позволяет проводить обработку в скважине под давлением. Тем самым можно избежать потенциального повреждения пласта, связанного с работами по глушению скважины, и соответствующих потерь продолжительности эксплуатации.
 6. Мобильная точка нагнетания. Эффект струйной промывки может быть результативным в колоннах труб и может быть достигнут с использованием надлежащей, специально сконструированной насадки.

Метод закачки «двойной колонной» был введен в Оренбургской области в 2009 году. С помощью этого метода жидкости обработки закачиваются одновременно и в ГНКТ, и в кольцевое пространство между ГНКТ и НКТ во время одной и той же обработки. Так как давление трения в кольцевом пространстве значительно ниже, чем в ГНКТ, можно значительно увеличить скорость закачки, тем самым увеличивая распространение червоточин и снижая время закачки. При необходимости можно одновременно закачивать отклонитель и основную кислоту. Кислота закачивается с высокой скоростью закачки в кольцевое пространство ГНКТ, в то время как пена закачивается одновременно через ГНКТ по всей зоне поглощения. Таким образом, зона постоянно насыщается пеной, обеспечивая эффективное динамическое отклонение во время обработки и позволяя проведение селективной стимуляции.

Скважина № 608 Ефремо-Жуковского месторождения является одним из примеров использования метода закачки «двойной колонной» в Оренбургской области. В этой скважине есть 4 перфорированных интервала в различных пластах. Таблица 1 показывает свойства каждого пласта. Пласт Дф оказался зоной поглощения на основании промыслового каротажа, проведенного до обработки. Низкое пластовое давление, явная зона поглощения и значительная разница глубин между зонами обработки – все это сделало скважину отличным кандидатом для проведения матричной кислотной обработки через ГНКТ с пенным отклонителем и методом «двойной колонны».

Дизайн был выполнен таким образом, чтобы исключить стимуляцию поглощающего пласта Дф и сосредоточиться на обработке пластов Т1, Зл-1 и Зл-2. Во время обработки была использована следующая последовательность этапов:

1. Протравка ГНКТ на поверхности до тех пор, пока в возвратной кислоте будет содержаться менее 2000 частей на миллион железа.
2. Подготовка ГНКТ в скважине. Создание циркуляции (2%-я KCl + N₂ из-за низкого давления). Закачка 8 м³ 15%-й HCl + N₂ с прямой циркуляцией на поверхность. Целью этого этапа является протравка затрубного пространства между ГНКТ и НКТ.

Таблица 1 – Скважина № 608 Ефремо-Жуковского м/р. Характеристика скважины до обработки

Table 1 – Well 608 Efremo-Zykovskoe oilfield. Pre-treatment well data

Название пласта / Formation name	T1	Zl-1	Zl-2	Df
Вертикальная глубина скв. м / TVD, m	1734	1829	1854	1899
Пластовое давление, атм / Reservoir Pressure, atm	77	87	89	93
Температура пласта, °C / Reservoir Temperature, °C	40	40	40	40
Фактическая добыча, м ³ /день / Actual Production, m ³ /day	58			
Обводненность, % / Water cut, %	12			
Фактическая добыча нефти, т/день / Actual Oil Production, t/day	44			
Увеличение добычи от ГИС (PLT), % / Production contribution from PLT, %	18	18	0	64
Эффективная толщина пласта, м / Net Pay, m	18	11.8	6.4	8.4
Ожидаемая проницаемость, мД / Expected permeability, mD	25	27	24	85

zones to dissolve heavy hydrocarbons in the near wellbore zone.

4. Displace wellbore fluid by 15% HCl in the CT-tubing annulus.
5. Pump surfactant solution through CT across all zones.
6. Pump Foam through CT across all zones till ~ 10–20 bars increase in circulation pressure (sign of diversion). Shut in for foam stabilization. Place end of CT across thief zone (Df formation).
7. Pump 15% HCl through CT-tubing annulus and pump foam through CT at the same time.
8. Repeat stages 6–7 till finish of acid in the tanks. Displace fluids in CT and CT-tubing annulus.
9. Kick off the well.

Unfortunately, production log was not run after the treatments, so we cannot directly compare production profiles before and after the treatment. But production results showed that productivity index increased more than 3 times: from 1.04 to 3.2 m³/day/atm at the same level of water cut. In general, all treatments with “dual string” pumping technique showed excellent results in the complicated conditions of the wells in Orenburg region. The thief zone must be well known before the treatment to maximize benefits of this technique.

Utilization of highly retarded emulsified acid (REA) can help to create wormholes even with a low pumping rate through CT. Dnistriansky et al. (2012) provided an example of using REA for stimulation of depleted horizontal open hole well through CT in Orenburg region with gas production increase after the treatment of 20% compared with pre-treatment data. Some other methods to improve the effectiveness of matrix acidizing through CT will be described later in ways forward section.

CONCLUSIONS

As was mentioned before, all coiled tubing jobs were performed with 1.5-inch string at maximum pumping rate of 0.15 m³/min because of the high friction and circulation pressure limitations. Implementation of bigger CT string (OD 1.75” or 2”) can increase maximum pumping rate through CT, which will be

3. Предварительная промывка с взаимным растворителем через ГНКТ во всех зонах для растворения тяжелых углеводородов в призабойной зоне скважины.
4. Вытеснение скважинного флюида 15%-й соляной кислотой в затрубном пространстве ГНКТ.
5. Закачка раствора ПАВ через ГНКТ во всех зонах.
6. Закачка пены через ГНКТ во всех зонах до увеличения давления циркуляции до $\sim 10\text{--}20$ бар (признак отклонения). Остановка скважины для стабилизации пены. Размещение конца ГНКТ в зоне поглощения (пласт Дф).
7. Одновременная закачка 15%-й соляной кислоты через затрубное пространство ГНКТ и закачка пены через ГНКТ.
8. Повторение 6–7 этапов до полного расходования кислоты в емкостях. Вытеснение жидкости в затрубном пространстве ГНКТ и НКТ.
9. Запуск скважины в эксплуатацию.

К сожалению, промысловый каротаж не был выполнен после обработок, поэтому мы не можем напрямую сравнивать профили добычи до и после обработки. Но результаты добычи показали, что индекс продуктивности увеличился более чем в 3 раза: с 1,04 до 3,2 м³/день /атм. с тем же уровнем обводненности. В общем, все операции методом закачки «двойной колонной» показали отличные результаты в сложных условиях скважин Оренбургской области. Зона поглощения должна быть хорошо известна до проведения обработки, чтобы максимально использовать преимущества этого метода.

Использование кислотных эмульсий сильного замедленного действия может помочь в создании червоточин даже при низкой скорости закачки через ГНКТ. Днистрянский и соавт. (2012) привели пример использования кислотных эмульсий замедленного действия для стимуляции истощенного горизонтального открытого ствола скважины через ГНКТ в Оренбургской области с увеличением добычи газа на 20% поле обработки по сравнению с данными до обработки. Некоторые другие методы улучшения эффективности матричной кислотной обработки через ГНКТ будут описаны позднее в разделе «Дальнейшие планы по развитию проекта».

ВЫВОДЫ

Как было упомянуто выше, все работы с ГНКТ были выполнены с 1,5 дюймовой колонной с максимальной скоростью закачки 0,15 м³/мин из-за высокого трения и ограничений давления циркуляции. Применение колонны ГНКТ большего диаметра (ОД 1,75" или 2") может увеличить максимальную скорость закачки через ГНКТ, что будет полезно в условиях высокой эффективности истощенных месторождений Оренбурга.

Применение ГНКТ в открытом стволе горизонтальной скважины в целом способствует более равномерному стимулированию горизонтального участка в установленные сроки. Надувные пакеры будут использоваться для проведения механического отклонения в длинных

beneficial in high infectivity environment of depleted Orenburg fields.

Coiled tubing application in open hole horizontal well generally allows more uniform stimulation of horizontal section in timely manner. Inflatable packers will be implemented to provide mechanical diversion in long intervals with known thief zones. Another option for coiled tubing application in horizontal open holes and slotted liners is to combine acidizing chemical reaction with wellbore cleanout using jetting energy. In this case jetting is performed with jetting nozzle and organic solvent as a wellbore cleanout stage before the main acidizing treatment.

The paper summarizes experience gained during six years of acidizing treatments in Orenburg region. Different pumping techniques and stimulation technologies are described in details with case studies, production results and analysis. Below is a short summary of the described material:

1. Three quarters of wells in Orenburg region produce completely or partially from carbonate formations. The following challenges need to be considered for successful stimulation treatment:
 - Reservoir pressure depletion.
 - High water production.
 - Low reservoir temperature.
 - Formation heterogeneity.
 - Crude oil tending to form emulsion and sludge.
 - Multiple acidizing treatments.
 - Uncertainties in formation properties.
2. Some insight into carbonate acidizing is provided. The main types of acidizing treatments are explained and critical additives to acidic fluids are described.
3. A rigid and comprehensive QAQC standard for acid stimulation was established by operating company in Orenburg region to enable the service companies to perform at a higher service delivery level. The standard established a set of obligatory requirements to HSE, operations and laboratory testing for any acidizing treatments.
4. Most of the performed treatments are bullhead matrix acidizing. Coiled tubing (CT) placement is rarely performed because of pump rate limitations, but it has some unique benefits like simultaneous pumping through CT and CT-tubing annulus. Amount of acid fracturing treatments is decreasing during the last 2 years because of the limited amount of good candidates for this type of treatments.
5. Degradable ball sealers showed poor diverting efficiency due to multiple perforations and poor cement quality.
6. The polymer-based self diverting acid provided satisfactory results on new wells but failed on old wells comparing with other diverting technologies. Stimulation of "old" wells represents the major challenge for diverter efficiency because of previous treatments and potential existence of drained thief zones in pay intervals.
7. Viscoelastic self-diverting acid has demonstrated better results than other viscosified diverters, but

интервалах с известными зонами поглощений. Еще одним вариантом применения ГНКТ в горизонтальных открытых стволах и щелевых фильтрах является сочетание химической реакции кислотной обработки с очисткой ствола скважины с использованием энергии струйной промывки. В этом случае струйная промывка ствола выполняется с помощью специальной насадки и органического растворителя на стадии очистки ствола скважины перед основной кислотной обработкой.

Данная работа обобщает опыт, накопленный в ходе шести лет проведения кислотных обработок в Оренбургской области. Различные методы закачки и технологии стимуляции подробно описаны с практическими исследованиями, результатами добычи и анализом данных. Ниже приводится краткое описание изложенного материала:

1. Три четверти скважин в Оренбургской области ведут добычу полностью или частично из карбонатных пластов. Необходимо учитывать следующие проблемы для успешного проведения стимуляции:
 - Истощение пластового давления.
 - Большая обводненность продукции скважины.
 - Низкая температура пластов.
 - Неоднородность пластов.
 - Сырая нефть с тенденцией к образованию эмульсии и шлама.
 - Многократное проведение кислотных обработок.
 - Неопределенности в пластовых свойствах.
2. Дается некоторое представление о проведении кислотной обработки в карбонатных пластах. Объясняются основные виды кислотной обработки и описываются критические добавки к кислотным жидкостям.
3. Строгий и всеобъемлющий стандарт по соблюдению обеспечения контроля качества при кислотной обработке был создан действующей компанией в Оренбургской области, чтобы дать возможность подрядным организациям работать на более высоком уровне предоставления услуг. Стандартом был установлен ряд обязательных требований к ОТ, ТБ и ООС, операциям и лабораторному тестированию для любых видов кислотных обработок.
4. Большинство проведенных операций – матричная кислотная обработка закачкой «в лоб». Использование ГНКТ применяется редко из-за ограничений скорости закачки, но оно имеет ряд уникальных преимуществ, таких как одновременная закачка через ГНКТ и затрубное пространство ГНКТ. Количество операций кислотного разрыва уменьшается в течение последних двух лет в связи с ограниченным количеством хороших кандидатов для этого вида обработки.
5. Разлагаемые уплотняющие шарики показали низкую эффективность отклонения из-за множества перфорационных отверстий и низкого качества цемента. ►

it has not become a regional standard because any viscous diverter needs sufficient energy to flowback after the treatment, which is difficult in case of depleted formations in Orenburg region. Also, VSDA is an acidic diverter and can stimulate water zones if they exist in perforated interval. These challenges can be potentially overcome by using nitrified VSDA or/and by decreasing the surfactant concentration.

8. Viscoelastic selective diverter can provide a temporary blockage of water saturated zones during matrix acidizing. In Volga-Ural region, VSD is often combined with other diverting technologies during the single treatment. Some treatments with VSD still resulted in substantial water cut increase. The suspected reason is the presence of natural fissures or channels in cement behind casing that links perforated interval with water saturated layers.
9. Foam diverter appeared to be the most reliable diversion technique in challenging conditions of depleted reservoirs with repeated treatments and high water cut in Orenburg region. Overall production results showed good effectiveness of foam diverter regardless of new or old wells were treated. Additionally, reduction of post-acidizing water cut increase was noticed after foam diversion introduction in the region.
10. Using coil tubing with foam diverter and “dual string” pumping technique provides excellent production results when location of the thief zone is well known. In this case, CT can be placed in front of thief zone and foam diverter is continuously pumped through CT while acidic fluids are pumped simultaneously through CT-tubing annulus.
11. Most of the reservoirs in Orenburg region are not suitable for acid fracturing because of two main reasons: close proximity of water saturated zones and high minimum in-situ stresses. However, some massive, tight and heterogeneous formations demonstrated better production results after acid fracturing comparing to matrix acidizing. Further implementation of acid fracturing technique should be focused only on such formations.
12. Retarded emulsified acid in combination with foamed diversion has demonstrated excellent production results while matrix acidizing of deep and relatively hot D5 formation. Achieved productivity index is 3 times higher than offset wells treated with straight 15% HCl.
13. Proppant fracturing can be applied on carbonate formation if proper candidate selection and treatment design considered. Recent experience in the region showed that candidate well should be cased hole with good cement bond. Filling of the created acid frac with proppant should be avoided because fracture face will be significantly etched by acid and formation may not be able to apply enough stress on proppant pack to keep it from flowing.
14. The following types of stimulation treatments ►

6. Самоотклоняющая кислота на полимерной основе показала удовлетворительные результаты на новых скважинах, но плохие на старых скважинах по сравнению с другими технологиями отклонения. Стимуляция «старых» скважин представляет серьезную проблему для эффективности отклонителя из-за предыдущих обработок и потенциального существования истощенных зон поглощения в продуктивных интервалах.
7. Вязкоупругая самоотклоняющая кислота (ВУСК) продемонстрировала лучшие результаты, чем другие загущающие отклонители, но она не стала региональным стандартом, потому что любому вязкому отклонителю необходима энергия, достаточная для выноса после обработки, что труднодостижимо в условиях истощенных пластов Оренбургской области. Кроме того, ВУСК – кислотный отклонитель, и она может стимулировать водоносные зоны, если они существуют в интервале перфорации. Эти проблемы можно потенциально преодолеть с помощью азотированной ВУСК и/или путем снижения концентрации ПАВ.
8. Вязкоупругий селективный отклонитель (ВСО) может обеспечить временную блокировку водонасыщенных зон во время матричной кислотной обработки. В Волго-Уральском регионе ВСО часто используется в сочетании с другими технологиями отклонения во время одной процедуры. Некоторые обработки с ВСО еще приводят к существенному увеличению обводненности. Главной причиной является наличие природных трещин или каналов в цементе за обсадной колонной, которая связывает интервал перфорации водонасыщенными слоями.
9. Пенный отклонитель оказался самым надежным методом отклонения в сложных условиях истощенных пластов с повторными обработками и высокой обводненностью в Оренбургской области. Общие производственные результаты показали хорошую эффективность пенного отклонителя независимо от того, в какой скважине проводилась обработка – новой или старой. Кроме того, было замечено снижение увеличения обводненности после кислотной обработки после применения метода пенного отклонения в регионе.
10. Использование ГНКТ с пенным отклонителем и метод закачки «двойной колонны» обеспечивает превосходные результаты, когда хорошо известно расположение зоны поглощения. В этом случае ГНКТ может быть размещена перед зоной поглощения, и пенный отклонитель непрерывно закачивается через ГНКТ, в то время как кислотные жидкости закачиваются одновременно через затрубное пространство ГНКТ.
11. Большинство пластов в Оренбургской области не подходят для проведения кислотных разрывов по двум основным причинам: близость водонасыщенных зон и высокое минимальное напряжение в пласте. Тем не менее некоторые

are planning to be implemented on carbonate formations in Orenburg region in nearest future: complex treatments against mixed deposits, CT matrix acidizing and multi-stage fracturing on horizontal wells, acid fracturing with high rate nitrogen pumping, CT stimulation with inflatable packers and some others.

The authors would like to thank Rosneft and Schlumberger for their support and permission to publish this paper. The authors would like to express acknowledgments to specialists of geological departments of Orenburgneft for their continuous support in implementation of new technologies in the Orenburg oilfields. The authors also express their acknowledgment to the Schlumberger Well Services and Well Intervention teams in Buzuluk and particularly to Konstantin Basanov, Evgeniy Klimov, Evgeniy Metlyayev, Rim Samigullin and Marina Stepanenko whose work were used while writing this paper. Finally, authors would like to acknowledge the team of Schlumberger Client Support Laboratory in Tyumen for their continuous support of acidizing operations in Volga-Ural region, especially Alexey Borisenko, Bernhard Lungwitz and Sergey Parkhonyuk. ©

REFERENCES

1. Kayumov R. et al. 2014. Experience of Carbonate Acidizing in the Challenging Environment of the Volga-Urals Region of Russia, Paper SPE 168167 presented at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, USA, 26–28 February 2014.
2. Chang, F.F. et al. 1998. A New Material and Novel Technique for Matrix Stimulation in High-Water-Cut Oil Wells. Paper SPE 39592 presented at the SPE International Symposium on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, 18–19 February 1998.
3. Chang, F.F. et al. 2001. A Novel Self-Diverting-Acid Developed for Matrix Stimulation of Carbonate Reservoirs. Paper SPE 65033 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry held in Houston, Texas, 13–16 February 2001.
4. Dnistriansky, V. et al. 2012. Comprehensive approach to production stimulation of massive cold heterogeneous carbonate formation using coiled tubing. Paper SPE 152351 presented at the SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition held in Abu Dhabi, UAE, 23–25 January 2012.
5. Faizov, Y. et al. 2011. Challenges and Solutions of Stimulating Carbonate Reservoirs in Timano-Pechora, Russia. Paper OTC 22257 presented at the Offshore Technology Conference Brasil held in Rio de Janeiro, Brazil, 4–6 October 2011.

крупные, плотные и неоднородные коллекторы продемонстрировали лучшие результаты после проведения в них кислотного разрыва по сравнению с матричной кислотной обработкой. Дальнейшее применение метода кислотного ГРП должно быть сосредоточено только на таких пластах.

12. Кислотная эмульсия замедленного действия в сочетании с пенным отклонением продемонстрировала отличные результаты при проведении матричной кислотной обработки глубокого и относительно горячего пласта Д5. Достигнутый коэффициент продуктивности (PI) в 3 раза выше, чем на соседних скважинах, обработанных традиционной 15%-й соляной кислотой.
13. Проппантный ГРП пласта может быть применен для карбонатных пластов, если был выполнен правильный выбор скважин-кандидатов и дизайн обработки. Опыт последних лет в регионе показал, что скважина-кандидат должна быть обсажена с хорошим цементным сцеплением. Следует избегать наполнения созданной кислотой трещины проппантом, поскольку поверхность трещины будет значительно протравлена кислотой, и пласт не сможет применить достаточное напряжение на проппантную пачку, чтобы уберечь ее от протекания.
14. В ближайшее время планируется выполнить следующие виды стимуляции на карбонатных пластах в Оренбургской области: комплексную обработку против смешанных отложений, матричную кислотную обработку с ГНКТ и многостадийный ГРП на горизонтальных скважинах, кислотный гидроразрыв с высокой скоростью закачки азота, стимуляцию с ГНКТ с надувными пакерами и некоторые другие.

Авторы благодарят компании «Роснефть» и «Шлюмберже» за их поддержку и разрешение на публикацию этой статьи. Авторы выражают признательность специалистам геологических отделов «Оренбургнефть» за их постоянную поддержку в реализации новых технологий на Оренбургских месторождениях. Авторы также выражают свою благодарность группам по обслуживанию скважины и внутрискважинным работам компании «Шлюмберже» в Бузулуке и, в частности, Басанову Константину, Климову Евгению, Метляеву Евгению, Самигуллину Риму и Степаненко Марине, чьи работы были использованы при написании этой статьи. Наконец, авторы хотели бы поблагодарить команду лаборатории технической поддержки компании «Шлюмберже» в Тюмени за их постоянную поддержку в проведении кислотных обработок в Волго-Уральском регионе, особенно Борисенко Алексея, Люнгица Бернхарда и Пархонюка Сергея. ©

6. Grace, J.D. 2005. Russian Oil Supply. Performance and Prospects. New York: Oxford University Press Inc.
7. Ilyasov, S. et al. 2010. Chemical diverters for production enhancement and water cut decrease (Химические отклонители для повышения продуктивности и снижения обводненности скважин). Oil & Gas Journal Russia, May 2010, pages 62–64.
8. Lungwitz, B. et al. 2004. Diversion and Cleanup Studies of Viscoelastic Surfactant-Based Self-Diverting Acid. Paper SPE 86504 presented at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, USA, 18–20 February 2004.
9. Navarrete, R.C. et al. 1998 Emulsified Acid Enhances Well Production in High-Temperature Carbonate Formations. Paper 50612 presented at the SPE European Petroleum Conference held in The Hague, The Netherlands, 20–22 October 1998.
10. ONAKO. 1997. Geological Structure and Oil – Gas Content of the Orenburg Region (Геологическое Строение и Нефтегазоносность Оренбургской Области). Orenburg: Orenburg Book Publisher.
11. Smith, C.L., Anderson, L.J., Roberts, P.G. 1969. New Diverting Techniques for Acidizing and Fracturing. Paper SPE 2751 presented at the 40th Annual California Regional Meeting of the SPE of AIME held in San Francisco, California, USA, 6–7 November 1969.
12. Taylor, D. et al. 2003. Viscoelastic Surfactant based Self-diverting Acid for Enhanced Stimulation in Carbonate Reservoirs. Paper SPE 82263 presented at the SPE European Formation Damage Conference held in The Hague, The Netherlands, 13–14 May 2003.
13. Thomas, R.L., Saxon, A., Milne, A.W. 1995. The Use of Coiled Tubing During Matrix Acidizing of Carbonate Reservoirs Completed in Horizontal, Deviated, and Vertical Wells. Paper SPE 50964 presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference held in Kuala Lumpur, 20–22 April 1995.
14. TNK-BP. 2008. Combined Quality Assurance Quality Control Standards for Frac/Acid Stimulation. Version 11.1.
15. Williams, B.B., Gidley, J.L., Schechter, R.S. 1979. Acidizing Fundamentals, monograph series. Dallas: Society of Petroleum Engineers.
16. Zerhoub, M. et al. 1991. Matrix Acidizing: A Novel Approach to Foam Diversion. Paper SPE 22854 presented at the SPE Annual Conference and Exhibition held in Dallas, USA, 6–9 October 1991.