

Комплексный подход к интенсификации добычи газа из низкотемпературного неоднородного карбонатного коллектора с применением ГНКТ

Comprehensive Approach to Production Stimulation of Cold Heterogeneous Carbonate Formation Using Coiled Tubing

В.И. ДНИСТРЯНСКИЙ, А.Н. МОКШАЕВ, О.М. БОГАТЫРЕВ, Р.Ф. ИЛЬГИЛЬДИН, ООО «Газпром добыча Оренбург»
Р.Э. КАЮМОВ, М.А. ЛОБОВ, К.В. БУРДИН, Шлюмберже

V.I. DNISTRYANSKY, A.N. MOKSHAIEV, O.M. BOGATYREV, R.F. ILGILDIN, Gazprom dobycha Orenburg
R.E. KAYUMOV, M.A. LOBOV, K.V. BURDIN, Schlumberger

В данной статье рассматривается опыт применения технологий компании «Шлюмберже» в области интенсификации добычи на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ОНГКМ). Были проведены три матричные кислотные обработки пласта с помощью установки ГНКТ и следующих технологий компании «Шлюмберже»: VDA*, OilSEEKER*, SXE* и FoamMAT*.

ОНГКМ является крупнейшим месторождением в Оренбургской области, его промышленная эксплуатация начата в 1974 году. В 1979 году месторождение было выведено на максимальный объем добычи и удерживалось на этом уровне до 1984 года. С 1985 года месторождение вступило в стадию падающей добычи. Основная газоконденсатная залежь приурочена к карбонатной толще артинско-среднекаменноугольного возраста, сложенной известняками с прослоями доломитов. Глубина залегания залежи – 1350–1900 м, мощность от 275 до 525 м. Газовая залежь на значительной площади контактирует с достаточно активным водонапорным бассейном. Текущее пластовое давление составляет всего 30% от начального, пластовая температура 27–31 °С. В разрезе основной залежи выделяются три эксплуатационных объекта, характеризующихся различными коллекторскими свойствами (таблица 1). Продуктивная толща представлена чрезвычайно сложным чередованием пористых, порово-кавернозных, трещинных и плотных известняков.

Тhis article shows the first experience of using Schlumberger technologies for production stimulation on Orenburg oil-gas-condensate field (ONGKM). 3 matrix acidizing treatments via Coiled tubing were successfully performed using several technologies: VDA*, OilSEEKER*, SXE*, FoamMAT*.

ONGKM is a biggest field in Orenburg region, field was started to operate in 1974. Maximum production was achieved in period from 1979 to 1984. Since 1985 production of the field started to decline. The main gas-condensate formation confined to carbonate layer of artinsko-srednekaemnougolny geological age which consist of limestone with dolomite interlayers. Reservoir TVD is 1350–1900 m with gross height between 275 to 525 m and low BHST (30 deg.C). Gas saturated layer is in contact with active aquifer. Formation itself consists of 3 sublayers with different reservoir properties called Object I, II and III (Table 1). Productive layer consists of porous, porous-vuggy, fissured and tight sublayers. The worst reservoir properties have an object I. Better reservoir properties is a characteristic features of object II and III which are porous fissured formations. Particularly, they have zones with extremely high permeability (several hundreds of mD). All 3 objects mentioned below are differ as well according to production, usually production of object II and III is several times higher in comparison with object I. So, during production there is a different process of drain

Наихудшими коллекторскими свойствами отличаются отложения первого объекта. Значительно лучшие коллекторские свойства имеют известняки второго и третьего объектов, которые являются порово-трещиноватыми коллекторами. В частности, в них встречаются пропластки с проницаемостью в сотни миллидарси, в то время как в первом объекте такие пропластки отсутствуют. Указанные объекты резко отличаются по продуктивной характеристике – средний дебит скважин по первому объекту обычно на один-два порядка ниже дебитов по второму и третьему объектам. В связи с этим при одновременном вскрытии всех объектов они дренируются в разной степени, пластовое давление по второму и третьему объектам ниже, чем по первому. Третий объект повсеместно выходит на ГЖК. Наблюдается избирательное обводнение по пластам второго и третьего объектов, в первом объекте существенных водопроявлений практически не отмечено. Третий эксплуатационный объект на большей части месторождения изолирован по причине прорыва воды.

В целях повышения извлечения углеводородного сырья на ОНГКМ на поздней стадии разработки применяются различные виды работ по интенсификации притока скважин. Однако успешность данных работ, выполняемых традиционными методами, недостаточно высока, к тому же наметилась тенденция к ее снижению.

for these sublayers and as a result formation pressure for object I higher rather than for object II and III. Object II is significantly depleted and object III is not producing on most part of the field due to water break through.

In order to improve hydrocarbon recovery on ONGKM field different production stimulation methods are applied. However, success ratio of conventional matrix acidizing treatments is quite low. There are several reasons of that:

1. Formation heterogeneity, which is demanded to use special acid diverting systems which in turn allowed to treat the well uniformly despite of heterogeneity presence. The regular acidizing allow all acid to be pumped into the most drained and permeable strikes while porous low permeable upper zones left untreated.
2. Unoriginal approach to acidizing treatments without taking into account specific character for each well individually.
3. Depleted reservoir pressure, which is not allowed to fully cleanup the well after matrix acidizing treatment.
4. Water breakthrough for high permeable strikes in objects II and III. Regular acid treatments lead to increase communication with water. Selective diverters which are able to temporarily block water saturated layers need to be applied for this circumstance.

Таблица 1 – Характеристика эксплуатационных объектов ОНГКМ
Table 1 – Formation properties

Эксплуатационный объект Sublayer	Средняя глубина залегания, м Sublayer TVD, m	К, мД Permeability, mD	п, % Porosity, %	Характеристика коллектора Sublayer properties	Тип коллектора Reservoir type
I	1350–1470	3,6	13	Характерная тонкопоровая структура порового пространства, повышенная нефтенасыщенность, сульфатизация и доломитизация пород. Thin porous structure of entire sublayer; high oil saturation, rock sulphatization and dolomitization.	Преимущественно поровый Porous
II	1470–1630	14,9	12,8	Верхняя часть объекта II представлена чередованием коллекторов порового типа с плотными известняками. Отложения нижней части второго объекта характеризуются повышенной кавернозностью, а также содержанием в разрезе мало мощных прослоев коллекторов с массивно-рыхлой или плитчатой текстурой. Наблюдаются многочисленные трещины различной направленности, раскрытости и густоты. Upper part of object II represented by alternation of porous and porous-fissured tight limestone formation types. Depositions of low part of the object II partially have high cavernosity as well as presence of thin interlayers with massive bulky or tabular geological texture. A lot of differently directed fissures occurred.	Поровый, порово-трещинный, трещинный Porous, porous fissured, fissured
III	1630–1830	21,2	11,4	Представлен более и менее частым чередованием плотных и пористых известняков. Каждый укрупненный пласт представляет собой интервал разреза средней мощностью от 5 м до 30 м, образованный совокупностью различного числа пористых и плотных пластов. Object III represented by more frequent alternation of tight and bulky porous limestone. Every interlayer with gross height of 5 to 30 m represented by number of porous and tight interlayers.	Поровый, порово-трещинный, трещинный Porous, porous fissured, fissured

Среди причин низкой эффективности проведения кислотных обработок можно выделить следующие:

1. Сложное геологическое строение пласта, требующее обязательного применения специальных кислотных отклонителей, позволяющих равномерно обработать пропластки с разными коллекторскими свойствами. Поскольку при проведении кислотных обработок происходит поглощение всего закачанного объема кислоты наиболее проницаемыми, раздренированными пропластками, оставляя необработанными вышележащие низкопроницаемые пласты.
2. Шаблонный подход к проведению обработок, не учитывающий специфику скважин.
3. Аномально низкое пластовое давление, не позволяющее в полном объеме извлечь жидкость обработки и продукты реакции в процессе освоения скважины.
4. Прорыв воды по высокопроницаемым пропласткам второго и третьего объектов. Кислотные обработки на обводненных скважинах приводят в лучшем случае к расширению водопроводящих каналов, пор и трещин. Данное обстоятельство требует применения селективных отклонителей, способных блокировать водонасыщенные интервалы.
5. Повреждение призабойной зоны пласта значительными объемами жидкости глушения, которые затем практически невозможно оттуда извлечь.
6. Повреждение призабойной зоны осадками с растворенным железом, смываемым с НКТ жидкостями обработки.

Основной сложностью при проведении кислотных обработок на ОНГКМ является селективная обработка первого объекта и одновременная блокада поглощающих зон (второй и третий объекты). При этом существующие ограничения по внутреннему диаметру внутрискважинного оборудования не позволяют использовать механические отклонители и надувные пакеры на ГНКТ. Отработка продуктов реакции и освоение скважины также является серьезной задачей ввиду низкого пластового давления и должна быть принята во внимание при выборе технологий.

Для повышения эффективности операций по интенсификации притока был предложен комплексный подход с применением нескольких продуктов компании «Шлюмберге» и их размещением в скважине через ГНКТ с учетом специфики каждой скважины.

Первой под обработку с применением технологий компании «Шлюмберге» была выбрана горизонтальная скважина X55, представленная открытым стволом. Длина горизонтальной секции 600 м. Угол наклона скважины в интервале открытого ствола составляет 82 градуса, скважина вскрывает первый и второй эксплуатационные объекты.

5. Formation damage due to using of killing fluid which cannot fully cleanup from the well.
6. Formation damage due to iron particles flushed away by treating fluid from tubing.

So the main challenge related to matrix acidizing on ONGKM is to provide uniform stimulation by means of temporary block thief zones II, III and stimulate object I simultaneously. At the same time existing wellbore equipment does not allow to run inflatable packers or other mechanical diverters with CT due to tubing ID restrictions. Well kicking-off process and well cleanup after treatment are also very important tasks for wells with significantly depleted reservoir pressure and have to be taken into account during technology selection process.

In order to improve efficiency of matrix acidizing treatments new integrated stimulation approach was applied including several Schlumberger technologies along with CT placement technique.

1st treatment was performed on horizontal well X55 with 600 m of openhole section. Deviation angle of openhole section is 82 deg, there are 2 sublayers: object I and II.

As far as offset wells are producing some water decision was made to use selective diverter OilSEEKER* before main acid treatment to prevent water saturated layers to be treated. OilSEEKER* is a water based viscoelastic surfactant and initially has high dynamic viscosity (up to 10 000 cP) and during matrix acidizing treatment it selectively block water zone, and vice versa in hydrocarbon saturated sublayers OilSEEKER* viscosity is decreasing up to water viscosity. So, there is no opportunity for acid to stimulate these water saturated sublayers and this technology provide redirection of acid from water saturated sublayers to hydrocarbon saturated sublayers (Figure 1). As a result producing formations uniformly stimulated involving new sublayers and water saturated sublayers temporarily blocked during treatment.

As far as we were pumping via 1.5" CT we are dealing with pump rate limitation due to high friction inside CT, as a result modeling using StimCADE software showed us that only face dissolution will occurred for this well with long production interval when pumping HCL with 0.15 m³/min pumping rate. For deeper wormholes penetration decision was made to use Super X Emulsion (SXE*) as main treating fluid due to its high retardation effect (14–19 times higher than normal HCL). Retardation effect is provided due to acid is a inner part of mixed emulsion and it is not spending instantly during treatment. So due to this retardation effect the length of wormholes are significantly increased even with less pumping rate.

In order to provide uniform stimulation of long production interval there is need to use effective diversion agent. For this purpose non-polymeric viscoelastic diverting acid (VDA*) was applied.

Поскольку ряд соседних скважин работают с выносом пластовой воды, было решено использовать селективный отклонитель OilSEEKER® перед закачкой кислотных составов в скважину. OilSEEKER® – это высоковязкая бескислотная жидкость на основе ПАВ. В водонасыщенных пропластках в течение нескольких минут OilSEEKER® набирает значительную динамическую вязкость на сдвиг, достигающую до 10 000 сП, а в пластах, содержащих углеводород, вязкость, наоборот, падает до 1 сП. Таким образом, последующие порции кислоты не проникают в водонасыщенные интервалы и селективно отклоняются в коллекторы с углеводородным насыщением (рисунок 1), в результате чего продуктивные участки равномерно обрабатываются кислотными составами, вовлекая новые пропластки, а водонасыщенные участки остаются временно заблокированными для проникновения кислоты.

Поскольку скорость закачки через ГНКТ диаметром 38,1 мм ограничена ввиду больших потерь давления на трение, моделирование обработки в программном комплексе StimCADE® показало, что при закачке HCl со скоростью 0,15 м³/мин в скважину с большим обрабатываемым интервалом

будет происходить только поверхностное растворение породы без образования высокопроницаемых каналов. Для улучшения эффективности обработки было решено в качестве основной жидкости использовать эмульгированную кислоту с высокой степенью задержки реакции SXE®. Поскольку кислота является внутренней фазой эмульсии, то она не сразу вступает в контакт с породой, благодаря чему достигается задержка реакции в 14–19 раз по сравнению с обычной HCl, это позволяет образовывать высокопроводимые каналы значительной длины даже при небольшой скорости закачки.

Для равномерной обработки всего продуктивного интервала необходимо применение эффективного отклоняющего агента. С этой целью в качестве основного отклонителя применили самоотклоняющуюся кислотную систему VDA® – бесполимерный отклонитель на основе ПАВ. При закачке в скважину VDA® имеет вязкость, сопоставимую с вязкостью воды (рисунок 2а). В пластовых условиях, по мере реагирования соляной кислоты, входящей в состав этой системы, происходит набор вязкости до 200–250 сП и временная закупорка созданных VDA® каналов (рисунок 2б). Таким образом, следующая порция кислоты направляется в другие, ранее не

Initially SXE® has low viscosity like water (Figure 2a). At reservoir conditions while the acid spends, the fluid viscosity is gaining up to 200–250 cP that is temporarily block stimulated channels (Figure 2b) and redirected flow to less permeable un-stimulated before zones. After treatment VDA® break down by hydrocarbons. Also for better well cleanup after treatment VDA® was foamed with nitrogen and pumped via coiled tubing.

So, integrated matrix acidizing treatment for well X55 was consist of several stages: OilSEEKER® was pumped at the beginning then SXE® and foamed VDA® stages were alternated and placed with coiled tubing providing additional mechanical diversion along entire production interval.

Well X39(deviated) and X47(vertical) have chosen for 2nd and 3rd treatment. Both wells are cased hole, object I and II are perforated, net pay is 38 m and 55 m accordingly.

There several changes related to less production interval of both wells were made in design in comparison with horizontal well treatment (well X55). First of all, FoamMAT® technology was used as a

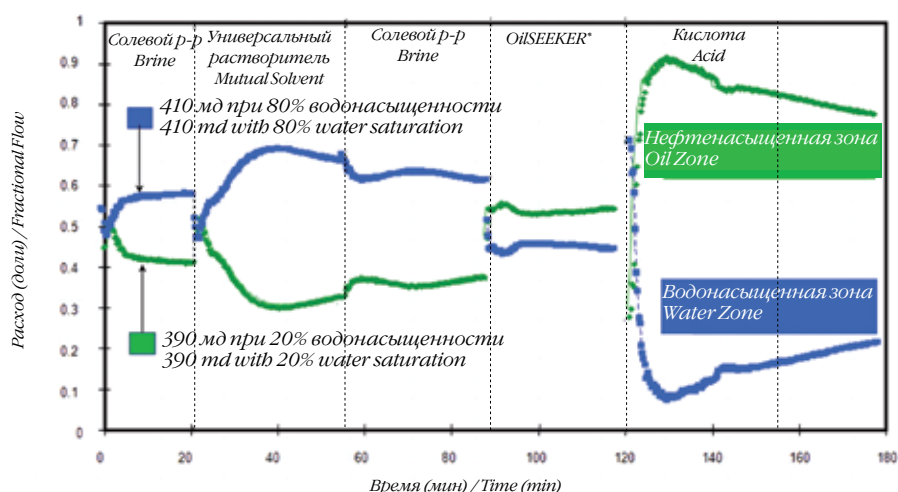


Рисунок 1 – Лабораторный тест системы OilSEEKER® на керне
Figure 1 – Core lab test of OilSEEKER® system

diverter. FoamMAT® service is one of the most applicable technologies which allow foam to be generated in the matrix and plug the pore spaces. This causes temporarily plugging of the acid-etched channels and allows acidizing of un-stimulated zone. One of the most important part of FoamMAT® technology is proper choosing liquid and nitrogen rate to be able to maintain stable foam at downhole conditions. One of StimCADE® module was used for proper calculation of foam quality. Application of FoamMAT® technology is also very effective in case of presence of water saturated layers that is very important for ONGKM field conditions. Another

затронутые кислотной обработкой участки. В дальнейшем вязкий VDA* разрушается при контакте с углеводородами. Для облегчения удаления продуктов реакции VDA* из скважины при его закачке он дополнительно вспенивался азотом при подаче через ГНКТ.

Таким образом, комплексная кислотная обработка на скважине X55 состояла из следующих стадий: сначала закачивалась порция OilSEEKER*, а затем несколько раз чередовались стадии SXE* и вспененного VDA*, при этом низ компоновки ГНКТ перемещался вдоль всего горизонтального ствола, создавая дополнительное механическое отклонение рабочих жидкостей.

Для проведения второй и третьей обработок были выбраны скважины X39 (наклонная) и X47 (вертикальная). Вид вскрытия скважин – перфорация, эффективная мощность вскрытых интервалов 55 и 38 м соответственно. Интервалы эксплуатации скважин представлены коллекторами первого и второго эксплуатационных объектов.

По сравнению с обработкой горизонтальной скважины, в схему кислотной обработки были внесены некоторые изменения, связанные со значительно меньшим интервалом обработки.

Во-первых, в качестве основного отклонителя был использован пенный отклонитель FoamMAT*. Технология FoamMAT* позволяет пене долгое время поддерживаться в стабильном состоянии в призабойной зоне, что дает возможность эффективно блокировать как поровое пространство, так и созданные высокопроводимые каналы. Это обуславливает временное закупоривание обработанных зон, способствуя дальнейшей обработке ранее не затронутых кислотной обработкой участков. Важным элементом технологии FoamMAT* является подбор соотношения жидкости и азота для получения оптимальной консистенции пены в призабойной зоне. Подобный расчет делается в специальном модуле программного комплекса StimCADE*. Технология FoamMAT* характеризуется отличительной способностью по селективному блокированию водонасыщенных интервалов, что первостепенно для условий ОНГКМ. Другим важным преимуществом пенного отклонителя FoamMAT* является быстрое и эффективное удаление его из пласта, что особенно важно в скважинах с низким пластовым давлением.

Вторым важным отличием было применение техник «Динамического отклонения и раздельной закачки», когда кислота закачивается через малое кольцевое пространство между НКТ и ГНКТ, а пенный отклонитель в это же самое время постоянно закачивается через ГНКТ, низ компоновки которого находится напротив поглощающего интервала. Таким образом, располагая ГНКТ напротив второго объекта и постоянно насыщая его отклонителем FoamMAT*, мы можем селективно обрабатывать первый объект кислотой.



Рисунок 2 – Изменение вязкости кислотной системы VDA* при закачке в скважину (a) и в пласте при реагировании кислоты с породой (b)
Figure 2 – Changing VDA* viscosity initially (a) and inside reservoir during acid spending (b)

important advantage of FoamMAT* application is fast and effective well cleanup just after the treatment especially for such depleted reservoir.

The next important thing is an application of “Dual string pumping” technique when acid is pumping to CT-tubing annulus (with higher pumping rate) and foam – via CT across thief zone (object II) simultaneously saturating this thief zone by foam which is providing effective dynamic diversion during treatment allowing perform stimulation of object I.

And the last but not the least is main treating fluid was changed from SXE* to 15%HCL. It became possible due to ability to pump acid with higher pumping rate to CT-tubing annulus. Besides, less treating interval is promoted for creating high conductivity channels in near wellbore area, that was confirmed by treatment modeling results in StimCADE* software: quantity change from SXE* to 15% HCL on the wells X39 and X47 was not affect to creating of high conductivity channels during the treatment. Summarizing all mentioned above, integrated approach for matrix acidizing treatments applied for wells X39 and X47 was composed of next stages: OilSEEKER* was pumped at the beginning, after that object II was treated by alternation of 15% HCL and FoamMAT* diversion system pumped via Coiled tubing, finally “dual string” pumping technique was applied by simultaneously pumping foam via Coiled tubing across object II and 15%HCL to CT-tubing annulus to be able to stimulate object I. Treating plot for well X47 is presented on Figure 3.

Application of all solutions and technologies mentioned above allowed to resolve all assigned tasks related to matrix acidizing on ONGKM field. All treatments were performed in the end of 2011 showed 100% success, average production incremental for gas is 61%. It should be noted that production incremental for wells X39 and X47 higher in comparison with production incremental of horizontal well X55 (Figure 4). One of reasons is application of less viscous fluid systems for wells X 39 and X47 which was positively affected to post-treatment N2 kick-off in conditions of abnormally

Третьим отличием стала замена основной жидкости обработки на 15% HCl вместо SXE. Это стало возможным благодаря тому, что скорость закачки через кольцевое пространство ГНКТ – НКТ значительно выше, чем через ГНКТ. Кроме этого, значительно меньший обрабатываемый интервал способствует образованию высокопроводимых каналов в призабойной зоне пласта, что было подтверждено моделированием кислотной обработки в программном комплексе StimCADE[®]: замена SXE на 15% HCl на скважинах X39 и X47 не сказывается на способности создавать высокопроводимые каналы в ходе обработки.

Обобщая вышесказанное, комплексная кислотная обработка на скважинах X39 и X47 состояла из следующих стадий: сначала закачивалась порция OilSEEKER[®], затем производилась обработка второго объекта чередованием стадий 15% HCl и отклонителя FoamMAT[®] через ГНКТ, после этого ГНКТ располагался напротив второго объекта и через него постоянно закачивался пенный отклонитель, в это же время через кольцевое пространство ГНКТ – НКТ производилась закачка 15% HCl для обработки первого объекта. График закачки на скважине X47 приведен на рисунке 3.

Применение описанных выше решений и технологий позволило эффективно решить задачи по проведению кислотных обработок на ОНГКМ. Проведенные в конце 2010 года обработки показали 100%-ю успешность, средний прирост дебита по газу составил 61%. При этом прирост дебита по скважинам X39 и X47 выше, чем по горизонтальной скважине X55 (рисунок 4). Предполагается, что одной из причин является применение на этих скважинах менее вязких систем в качестве рабочих жидкостей и отклонителей, что положительно сказалось на качестве освоения скважины после кислотной обработки в условиях аномально низкого пластового давления. Достигнутые результаты по дебиту газа значительно превышают показатели, получаемые при проведении обработок традиционными методами, и эффект от обработок продолжается по сегодняшний день.

Пилотные работы, проведенные на скважинах X55, X39 и X47, доказали эффективность предложенного комплексного подхода к проведению кислотных обработок на ОНГКМ.

В результате предложенные технологии были высоко оценены руководством компании ООО «Газпром Добыча Оренбург», планируется дальнейшее сотрудничество с компанией «Шлюмберге» в области интенсификации добычи. ☉

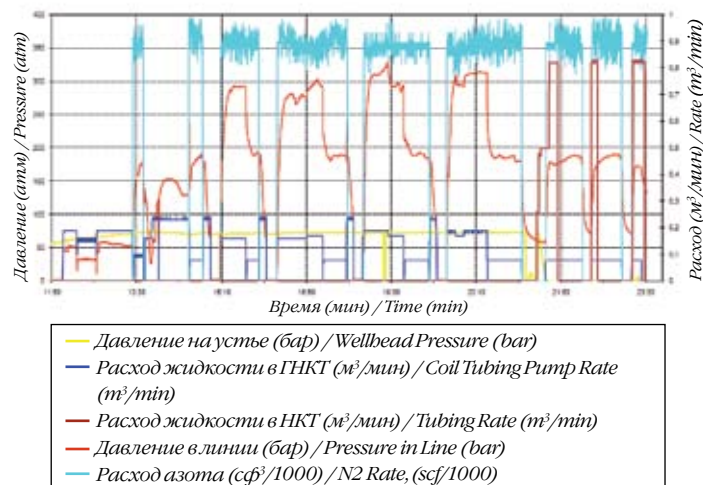


Рисунок 3 – График закачки по скважине X47
Figure 3 – Treatment plot for well X47

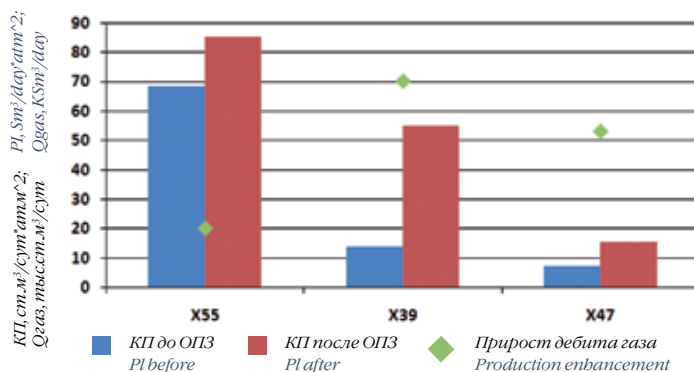


Рисунок 4 – Результаты проведенных кислотных обработок
Figure 4 – All treatments results

low reservoir pressure. Achieved gas production incremental results considerably exceed results of conventional treatments and treatments effect is holding up to date.

This pilot project performed on the wells X55, X39, X47 proved the efficiency of new integrated stimulation approach applied on ONGKM field. As a result, all proposed technologies were highly estimated by management of “Gazprom добыча Оренбург”, so further collaboration is planning with Schlumberger company in terms of production stimulation. ☉