

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. Dnistriansky, A. Mokshaev, O. Bogatyrev, R. Ilgildin, R. Kayumov, M. Lobov, K. Burdin

Аннотация

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*.

Abstract

This 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*.

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. Наихудшими коллекторскими свойствами отличаются отложения первого объекта. Значительно луч-



шие 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. Од-

нако успешность данных работ, выполняемых традиционными методами, недостаточно высока, к тому же наметилась тенденция к ее снижению. 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

Таблица 1 – Характеристика эксплуатационных объектов ОНГКМ

Эксплуатационный объект	Средняя глубина залегания, м	K, мД	m, %	Характеристика коллектора	Тип коллектора
I	1350–1470	3,6	13	Характерная тонкопоровая структура порового пространства, повышенная нефтенасыщенность, сульфатизация и доломитизация пород.	Преимущественно поровый
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 малоомощных прослоев коллекторов с массивно-рыхлой или плитчатой текстурой. Наблюдаются многочисленные трещины различной направленности, раскрытости и густоты.	Поровый, порово-трещинный, трещинный
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 до 30 м, образованный совокупностью различного числа пористых и плотных пластов.	Поровый, порово-трещинный, трещинный



пропласткам второго и третьего объектов. Кислотные обработки на обводненных скважинах приводят в лучшем случае к расширению водопрводящих 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 Х55, 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.

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 об-

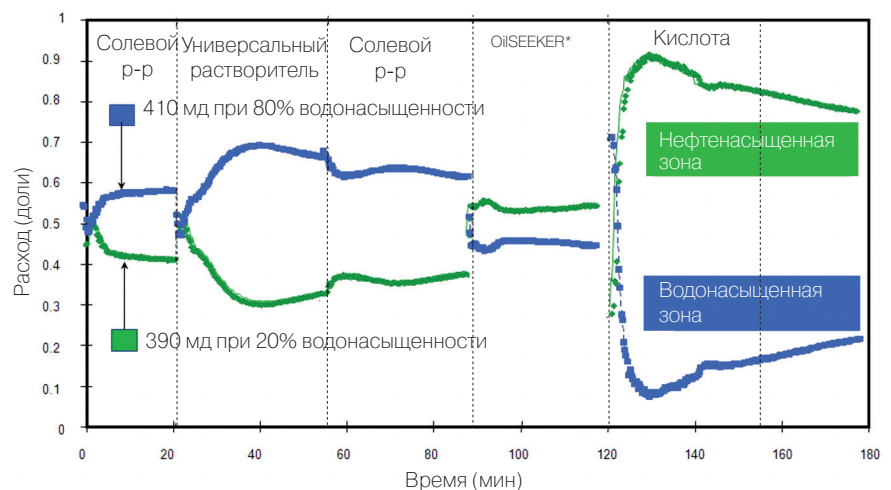


Рисунок 1 – Лабораторный тест системы OilSEEKER* на керне

работки 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. Сэтой 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 2, а). 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 2, б). Таким образом, следующая порция кислоты направляется в другие, ранее не 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. Ин-

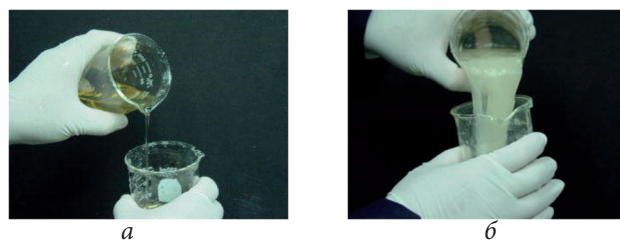


Рисунок 2 – Изменение вязкости кислотной системы VDA* при закачке в скважину (а) и в пласте при реагировании кислоты с породой (б)

тервалы 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 первоначально 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 отдельной 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 которой находится напротив поглощающего интервала. Таким образом, располагая ГНКТ напротив второго объекта и постоянно насыщая отклонителем FoamMAT, мы можем селективно обрабатывать первый объект кислотой.

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 располагалась напротив второго объекта и через нее 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% успешность, средний прирост дебита по газу составил 61%. При этом прирост дебита по скважинам X39 и X47 выше, чем по горизонтальной скважине X55 (рису-

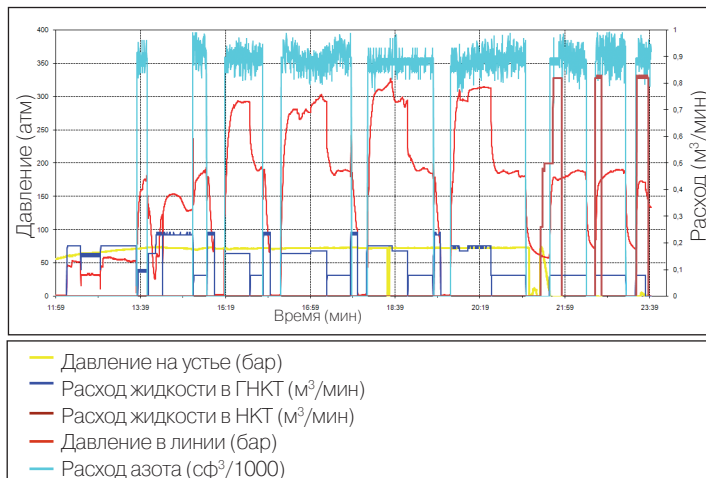


Рисунок 3 – График закачки по скважине X47

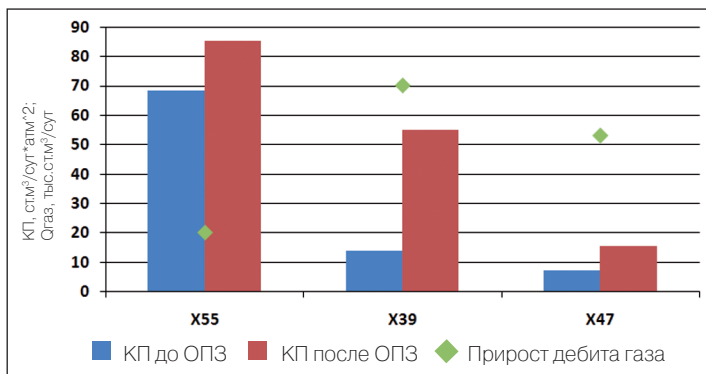


Рисунок 4 – Результаты проведенных кислотных обработок

нок 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» и планируется дальнейшее сотрудничество с компанией «Шлюмберже» в области интенсификации добычи. ■