

Опыт применения технологий повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами*

Experience of Using Enhanced oil Recovery Technologies in Fields With Hard-to-Recover Reserves



В.А. Немиров

В.А. Немиров

Vladimir.Nemirov@lukoil.com

А.В. Караулов

Andrey.Karaulov@lukoil.com

/Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ВолгоградНИПИморнефт», г. Волгоград/

V.A. Nemirov, A.V. Karaulov
/"VolgogradNIPImorneft" Branch of LLC
"LUKOIL-Engineering", Volgograd/

Основная цель данной статьи – поделиться практическим опытом применения третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ), обозначить основные проблемы, выявленные в процессе проектирования и последующей реализации технологий. Институтом «ВолгоградНИПИморнефт» ведутся успешные работы по вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов. Совместно с компанией «РИТЭК» реализован ряд инновационных решений по внедрению третичных методов увеличения нефтеотдачи. В предлагаемом материале также представлены результаты интенсификации добычи нефти с применением мало изученной в нашей стране уникальной технологии циклической закачки углекислого газа (CO₂). На основании полученного практического опыта проводятся дальнейшие испытания технологий, подбираются новые участки для опытных работ, проводится комплекс лабораторных исследований.

Ключевые слова: повышение нефтеотдачи пластов, водогазовое воздействие на пласт, термогазовое воздействие на пласт, циклическая закачка CO₂ в добывающую скважину, трудноизвлекаемые запасы, высоковязкая нефть, низкопроницаемый коллектор.

The main goal of this work was to share the practical experience of using tertiary EOR in fields with hard-to-recover reserves, to outline the main problems identified in the design process and subsequent implementation of technologies. The Institute "VolgogradNIPImorneft" is successfully working on involving hard-to-recover reserves in development. Together with "RITEK", a number of innovative solutions have been implemented for the implementation of tertiary methods of enhanced oil recovery. Additionally, the results are presented on the intensification of oil production using the unique technology of cyclic injection of carbon dioxide (CO₂), which is little studied in our country. Based on the gained practical experience, further tests of technologies are carried out, new areas for experimental work are selected, a complex of laboratory studies is being carried out.

Key words: enhanced oil recovery, WAG, High Pressure Air Injection – HPAI, Light Oil Air Injection – LOAI, Cyclic CO₂ injection into production well, Huff & Puff, hard-to-recover reserves, high-viscosity oil, low-permeability oil reservoir.

* По материалам международной научно-практической конференции «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития» (проект «Черноморские нефтегазовые конференции»).

В связи с истощением запасов легко извлекаемой нефти все большие усилия направляются на создание технологий и способов разработки, позволяющих добывать углеводороды в осложненных условиях. Например, структура запасов нефти в компании ООО «РИТЭК» такова, что более половины относятся к трудноизвлекаемым. Чтобы разрабатывать такие месторождения, требуются новые подходы и новые технологии.

Для извлечения трудноизвлекаемых нефтей компанией ООО «РИТЭК» совместно с филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефт» ре-

ализован ряд инновационных решений по внедрению третичных методов увеличения нефтеотдачи.

ВОДОГАЗОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

В настоящее время в компании ООО «РИТЭК» добыча нефти осуществляется во все более сложных геолого-физических условиях – из низкопроницаемых, неоднородных коллекторов, на месторождениях высоковязких нефтей, а также на заводненных месторождениях. Здесь актуальность приобретают комплексные технологии, сочетающие как новые, так и традиционные методы увеличения нефтеотдачи. В результате удается достичь синергетического

эффекта повышения коэффициента нефтеизвлечения за счет увеличения коэффициентов вытеснения и охвата воздействием нефтесодержащего пласта.

В процессе разработки нефтяных пластов посредством закачки газа достигается высокий коэффициент вытеснения при низком коэффициенте охвата вытеснением. В случае реализации технологии закачки воды, наоборот, коэффициент вытеснения невысок, но достигается высокое значение коэффициента охвата вытеснением. Водогазовое воздействие (ВГВ) позволяет объединить преимущества данных методов и устранить их недостатки.

Основной областью применения технологии ВГВ являются объекты, сочетающие в пласте коллекторы различной проницаемости, при разработке которых традиционными методами коэффициенты извлечения нефти в редких случаях превышают 0,3. В компании ООО «РИТЭК» активно ведутся работы по внедрению в промышленную эксплуатацию технологии ВГВ. Начиная с 2005 г. этот метод уже реализован на четырех участках в Западной Сибири, в Волгоградской области и Республике Татарстан.

В 2015 г. компания ООО «РИТЭК» реализовала технологию ВГВ на турней-фаменской залежи Мензелинского месторождения в Республике Татарстан. Продуктивная залежь здесь массивного типа, высотой 160 м, содержит тяжелую нефть с повышенной вязкостью. Коллектор сложен плотными известняками, имеющими трещиновато-поровую структуру. Залежь

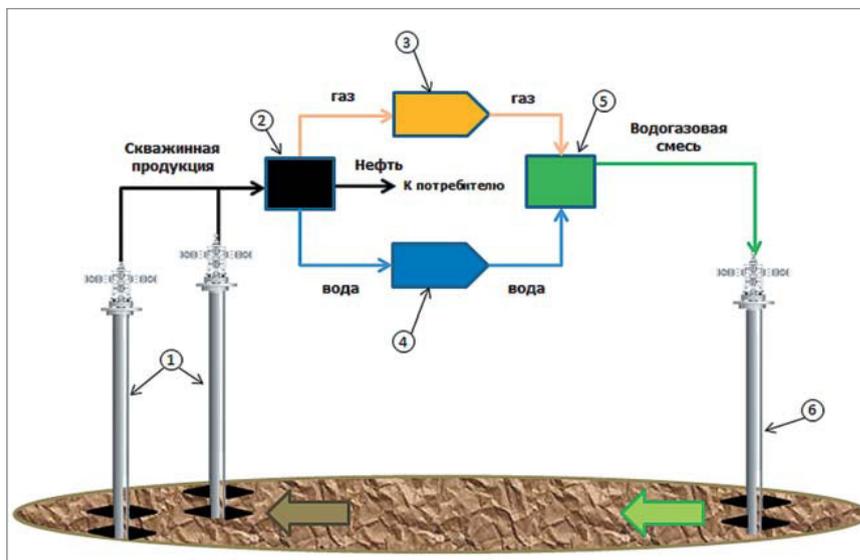


Рис. 1. Схема реализации процесса водогазового воздействия на Мензелинском месторождении:

1 – добывающие скважины; 2 – установка подготовки нефти; 3 – компрессорная установка Caterpillar; 4 – насосная установка (на базе АНТ-150); 5 – узел переключения; 6 – нагнетательная скважина

полностью разбурена по равномерной сетке скважин. Закачка водогазовой смеси осуществляется в нагнетательную скважину, расположенную в купольной части.

Процесс закачки водогазовой смеси осуществляется следующим образом: попутно добываемый нефтяной газ и пластовая вода с установки подготовки нефти (УПН) поступают на прием компрессорной установки и насосной станции, где сжимаются до необходимого давления (11–12 МПа). Далее рабочие агенты – попутный нефтяной газ (ПНГ) и вода – поступают на узел переключения, в котором смешиваются и направляются в нагнетательную скважину (рис. 1).

Технологическая схема включает в себя компрессорную установку, насосную станцию на базе АНТ-150 и узел переключения, предназначенный для распределения рабочих агентов между нагнетательными скважинами и создания водогазовой смеси (рис. 2).

За четыре года применения ВГВ на турней-фаменской залежи Мензелинского месторождения отмечается рост дебитов нефти по четырем скважинам из восьми, снижение обводненности по двум и рост по четырем скважинам. За данный период в нагнетательную скважину № 895Д в общей сложности было закачано 288 тыс. м³ воды и 9,3 млн м³ попутного нефтяного газа. Дополнительная добыча нефти в результате



Рис. 2. Наземное оборудование для реализации ВГВ на Мензелинском месторождении



Рис. 5. Задействованное оборудование при закачке CO₂

при создании третьего опытного участка на Средне-Назымском месторождении. Опытный участок № 3 состоит из пяти скважин, из которых две – горизонтальные скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП). Участок оборудован компрессорной и насосной установками, рассчитанными на давление закачки 700 атм.

ЦИКЛИЧЕСКАЯ ЗАКАЧКА CO₂

Помимо упомянутых выше технологий по увеличению нефтеотдачи пластов в данной статье также представлена технология циклической закачки CO₂, реализованная в 2017 г. на Марьинском месторождении Самарской области. Технология не является новой. Закачка углекислого газа с целью увеличения нефтеотдачи была успешно реализована в таких странах, как США, Канада, Саудовская Аравия, Венгрия [3]. Однако в России проект циклической закачки CO₂ в добывающие скважины по технологии Huff & Puff («Вдох – выдох») для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти реализован впервые.

В 2017 г. компанией ООО «РИТЭК» в рамках опытно-промышленных работ была проведена закачка углекислого газа в добывающую скважину Марьинского месторождения, дренирующую карбонатную залежь верейского горизонта, содержащего нефть вязкостью 835 мПа·с в пластовых условиях. Технология заключается в том, что углекислый газ закачивается в одиночную эксплуатационную скважину, после чего она закрывается на

определенный период выдержки. Для месторождений высоковязкой нефти основным механизмом повышения добычи является то, что диоксид углерода растворяется в нефти, благодаря чему происходит ее обогащение газом и уменьшение вязкости до 10 раз.

Для проведения опытной закачки CO₂ на Марьинском месторождении была выбрана скважина № 301. На момент проведения работ скважина находилась в бездействии из-за отсутствия притока. С момента ввода скважины в эксплуатацию из бурения и до ее остановки скважина работала в периодическом режиме со средним дебитом нефти 0,7 т/сут и обводненностью 4 %. В общей сложности до проведения опытной закачки CO₂ в пласт скважина находилась в работе 79 суток, время накопления составило 201 сутки.

Закачка углекислого газа осуществлялась в три этапа. В качестве нагнетаемого агента использовалась пищевая двуокись углерода высшего сорта, соответствующая требованиям ГОСТ 8050-85. Доставка жидкого CO₂ осуществлялась постоянно курсирующими автоцистернами вместимостью 20 т с предприятия «КуйбышевАзот». Необходимое рабочее давление закачки CO₂ создавалось насосным агрегатом высокого давления (максимальное давление 103 МПа). Для обеспечения непрерывного и безаварийного проведения операции был задействован резервный насосный агрегат. Система трубопроводов и манифольдов высокого и низкого давления, соединяющая автоцистер-

ну, насосный агрегат и скважину, направляла жидкий CO₂ через узел учета расхода, откалиброванный на замер параметров углекислого газа при данных термобарических условиях (рис. 5).

В результате выполненных работ в пласт был закачан углекислый газ общей массой 300 т. Продавка CO₂ в пласт выполнена товарной нефтью двумя пачками в общем объеме 30 м³. Скважина оставалась закрытой на реагирование в течение 21 суток.

После реагирования скважина была оснащена дифференциальным насосом СПР 57/32, работающим от гидропривода, установленного на устье. Запуск в работу произведен со средним дебитом нефти 4,3 т/сут при динамическом уровне 790 м. Через месяц работы динамический уровень стабилизировался на отметке 1066 м, что соответствовало следующему режиму работы скважины: число двойного хода – 0,3 сек⁻¹ с остановкой плунжера в нижнем положении на 3 мин.

Параметры работы скважины представлены на рис. 6.

В результате проведения пробной закачки CO₂ в работе скважины отмечается увеличение производительности, характеризующееся ростом отборов нефти при меньших депрессиях. Исследование устьевых проб после проведения мероприятия свидетельствует о наличии CO₂ в продукции скважины. Таким образом, можно с высокой долей уверенности утверждать, что наблюдаемый эффект от закачки CO₂ получен

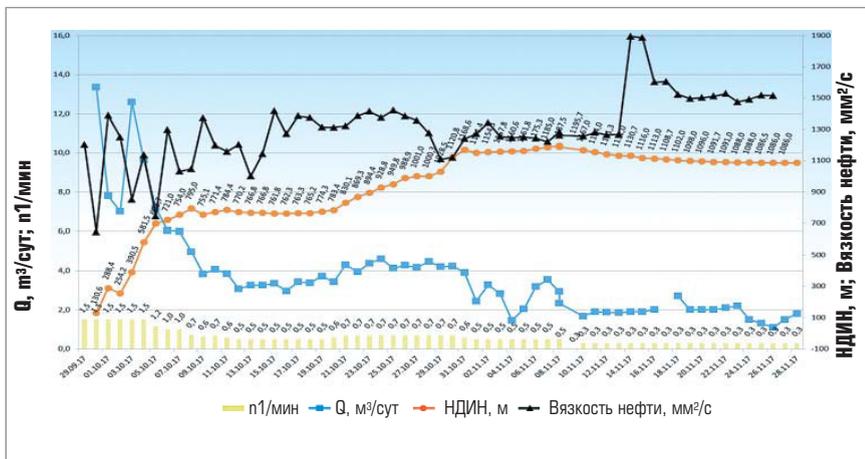


Рис. 6. Параметры работы скважины

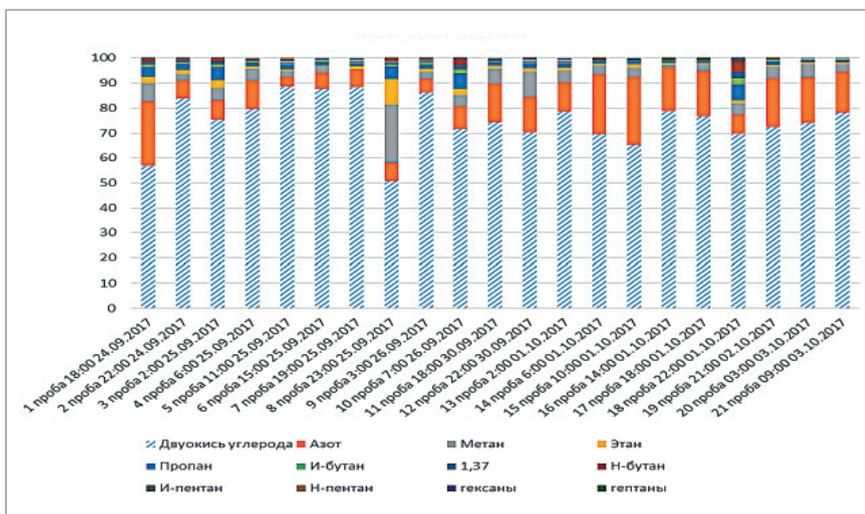


Рис. 7. Компонентный состав газа из скважины № 301 Марьинского месторождения

за счет изменения реологических свойств нефти после смешения с углекислотой (уменьшение вязкости более чем в 10 раз) и повышения энергетики пласта в результате закачки 300 т углекислого газа.

Мероприятие по испытанию технологии циклической закачки CO₂ в пласт дало возможность вывести скважину из бездействующего фонда, а также добиться стабильного дебита при устойчивом динамическом уров-

не. При этом технологическая эффективность по скважине № 301 Марьинского месторождения оценивается на уровне 900 т дополнительной нефти. Помимо этого отмечается реагирование на закачку 300 т углекислого газа соседних скважин № 304 и № 302 Марьинского месторождения. Компонентный состав газа из скважины № 301 отражен на рис. 7.

В результате опытных работ по закачке CO₂ на Марьинском нефтя-

ном месторождении установлено, что данный метод обладает достаточно высокой технологической эффективностью. На основании полученных результатов в 2019 г. были продолжены опытно-промышленные работы (ОПР) по испытанию технологии в двух горизонтальных скважинах Стреловского месторождения Самарской области.

Согласно результатам исследования и апробации проекта, средний эффект от циклической закачки CO₂ составил порядка 3–7 т нефти на 1 т CO₂ для условий вязкой нефти (за счет снижения вязкости и очистки призабойной зоны). При этом расчеты на модели показали рост эффективности технологии для условий легкой нефти.

Расчеты экономического эффекта циклической закачки CO₂ также показали положительный результат.

Масштабирование технологии может способствовать рентабельной добыче нефти из низкодебитных скважин, скважин с проблемами асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и вязкой нефти с одновременным решением задачи полезного использования углекислого газа.

ВЫВОДЫ

- Реализован ряд промысловых испытаний технологий третичных методов воздействия на пласт.
- По результатам испытаний на текущую дату определена эффективность представленных технологий.
- Определены новые объекты для внедрения МУН.
- Проводится дальнейший анализ актуальных вопросов и проблем, требующих внедрения инновационных технологий.
- Применение новых технологий позволило с рентабельностью ввести в разработку нефтяные пласты с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов.

Литература

1. Лысенко В.Д. Оптимизация разработки нефтяных месторождений. – М: Недра, 1991. – 296 с.
2. Кокорев В.И. Газовые методы – новая технология увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 11. – С. 24–27.

3. Байков Н.М. Опыт повышения нефтеотдачи на месторождениях США путем закачки CO₂ // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 141–143.
4. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.