УДК 622.276.6; 622.279.4

П.П. Повжик
канд. техн. наук
Белоруснефть[1]
заместитель генерального директора по геологии
povzhik@beloil.by

А.А. Кудряшов
«Белоруснефть» БелНИПИнефть[2]
заместитель директора по нефтепромысловой геологии и разработке
kudryashov@beloil.by

Н.А. Демяненко
канд. техн. наук
Гомельский государственный технический университет им. П.О. Сухого[3]
доцент кафедры разработки нефтяных и газовых месторождений
demyanenko.1953@mail.ru

Эффективность технологии термогазового воздействия на пласт при разработке трудноизвлекаемых запасов в низкопроницаемых коллекторах

[1]РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Республика Беларусь, 246003, Гомель, ул. Рогачевская, 9.
[2]РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» БелНИПИнефть. Республика Беларусь, 246003, Гомель, ул. Книжная, 15Б.
[3]Республика Беларусь, 246746, Гомель, проспект Октября, 48.

В статье представлены основные результаты проведения опытно-промыслового эксперимента по технологии термогазового воздействия на одном из объектов РУП «Производственного объединения «Белоруснефть». Остаточные извлекаемые запасы нефти объекта относятся к трудноизвлекаемым и сосредоточены в низкопроницаемых карбонатных коллекторах. На основании первого опыта опробования сформулированы критерии обоснования для эффективного применения данной технологии

Ключевые слова: газовые и тепловые МУН; термогазовое воздействие; самопроизвольные внутрипластовые окислительные реакции; катализаторы; смешивающееся вытеснение; фронт горения

Одним из эффективных современных направлений развития методов повышения нефтеотдачи из коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами нефти являются тепловые технологии воздействия на пласт. В настоящее время известны способы повышения КИН путем закачки в пласт перегретого пара, горячей воды или химических реагентов для создания в призабойной зоне нагнетательных скважин повышенной температуры и снижения вязкости нефти, увеличения ее подвижности.

Одной из технологий, использующих природные факторы пласта для прогрева и повышения нефтеотдачи, является технология термогазового воздействия на пласт [1–3]. При реализации данной технологии используется природная энергетика залежей, которая обеспечивает самопроизвольные активные внутрипластовые окислительные процессы за счет закачиваемой в пласт кислородосодержащей смеси. При этом пластовая температура должна превышать 65 ºС.

В результате изучения и анализа существующих подходов при самопроизвольном формировании зоны горения, обеспечивающей комплексное термогазовое воздействие [4, 5], и их недостатков создана эффективная технологии термогазового воздействия и предложен способ разработки нефтяного месторождения [6]. Основным условием предложенного способа термогазового воздействия является обязательный учет наличия в коллекторе природных катализаторов (CuO, MnO_2, Cr_2 O, NiO, CaO и др.), обеспечивающих самопроизвольное формирование зоны высокотемпературного окисления в течение не более двух месяцев. При выборе объекта проведения промыслового эксперимента по предлагаемому способу разработки для установления возможности формирования зон высокотемпературного окисления в пределах 1,5–2 месяцев, проводится комплекс лабораторных кинетических исследований. Активность высокотемпературного окисления в значительной мере определяется такими природными факторами как:

– уровень начальной пластовой температуры;

– уровень пластового давления;

– наличие в нефтесодержащем коллекторе катализаторов ускорения окислительных процессов.

Для ускорения формирования зоны высокотемпературного окисления и оторочки агента смешивающегося вытесняющего предусматривается закачка кислородсодержащей смеси с периодическим (1–3 месяца) повышением и снижением содержания кислорода в воздухе в пределах от 20 до 60%, при водовоздушном отношении в пределах от 0 до 0,002 м^3/ нм^3.

После формирования оторочки агента смешивающегося вытесняющего в размере, обеспечивающем охват вытеснением до зоны добывающих скважин, предусматривается переход к закачке других доступных вытесняющих агентов (воды, добываемых газов, водогазовых смесей и т.п.) [6].

Согласно мировому и отечественному опыту, время самовоспламенения в залежах может изменяться в различных диапазонах – от нескольких суток до нескольких десятков суток (***табл. 1***). Причем, существует принципиальная возможность формирования зоны активных самопроизвольных окислительных процессов и при более низких значениях начальных пластовых температур – ниже 65 °С.

В основе предложенного термогазового метода [6], созданного на стыке тепловых и газовых методов увеличения нефтеотдачи, лежит анализ результатов многочисленных лабораторных исследований и промысловых экспериментов внутрипластовых окислительных процессов. Данный метод предполагает закачку в пласт кислородсодержащих смесей (в основном воздуха).

Таблица 1.

Мировой опыт по самопроизвольному зажиганию пласта

Месторождение	Эффект. мощность пласта, м	Плотность нефти, кг/м^3	Темпы закачки воздуха, тыс.нм^3/сут	Нач. температура, °С	Способ инициирования
Глен Хаммел	3	922	–	42	Самопроизвол.
Треке–Лид	3	910	–	59	Самопроизвол.
Хейделберг Миссисипи	12	930	27,6	105	Самопроизвол.
Морэн, Канзас	5	933	8	25	Самопроизвол.
Слосс, Небраска	3	831	2,7	93	Самопроизвол.
Моричал, Венесуэла	16	986	–	56	Самопроизвол.
Мига, Венесуэла	6	974	18	63	Самопроизвол.
Гнедицевское, СССР	11	784	–	48	Самопроизвол.

В результате под действием пластовой температуры протекают окислительные реакции нефти с содержащимся в закачиваемом воздухе кислородом с образованием вытесняющего агента, включающего азот, углекислый газ и широкую фракцию легких углеводородов, которые в свою очередь обеспечивают значительный прирост нефтеотдачи.

Механизм вытеснения нефти при реализации термогазового воздействия представлен на ***рис. 1–2***, построенных на основе представлений о протекающих процессах, сформулированных по результатам лабораторных и промысловых исследований [2–3].

По мере перемещения зоны окислительных процессов в пласте от зоны нагнетания к зоне добычи формируется несколько характерных зон. Наиболее высокой температурой характеризуется зона интенсивных окислительных процессов, здесь она достигает примерно 300–350 °С и выше. При такой температуре в зоне реакций присутствуют в небольшом количестве только тяжелые фракции нефти. Количество коксового остатка обычно недостаточно для развития стабильного высокотемпературного фронта горения. Распространение тепла в область перед зоной интенсивных окислительных процессов осуществляется путем конвективного переноса, а также, в некоторой степени, путем теплопроводности. Конвективный теплообмен осуществляется в основном потоке азота, углекислого газа и испарившихся фракций нефти и воды. В результате впереди зоны интенсивных окислительных процессов формируется зона повышенной температуры, образующая оторочку горячей воды и легких углеводородов. Основные процессы перехода легких фракций нефти в газовую фазу происходят именно в этой зоне испарения. Газовая фаза перемещается по пласту значительно быстрее зоны горения. Именно этим объясняется важная особенность термогазового воздействия, согласно которой оторочка смешивающегося вытеснения формируется на значительном расстоянии от зоны горения.

В результате термогазового воздействия реализуются практически все положительные эффекты описанных выше механизмов различных модификаций газовых и тепловых методов увеличения нефтеотдачи. Интеграционная природа метода обеспечивает вовлечение почти всех известных в настоящее время механизмов извлечения нефти, а именно: механизма вытеснения нефти паром, водой при различных температурах, смешивающееся вытеснение нефти углекислым газом, азотом и жирными фракциями углеводородных газов.

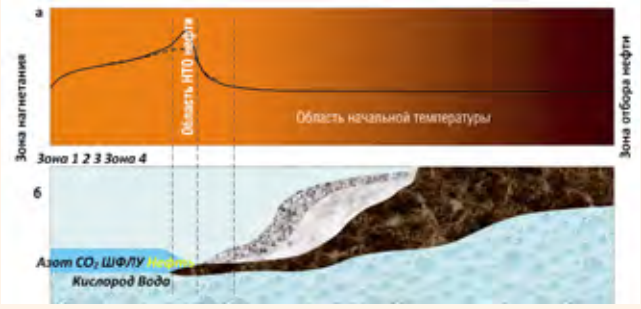


Рис. 1.
Профили температуры (а) и насыщенности (б) нефти при ТГВ

В качестве первоочередного опытного участка для эксперимента по технологии термогазового воздействия (ТГВ) обоснована карбонатная елецко-задонская залежь нефти II блока Вишанского месторождения.

По данным интерпретации ГИС средневзвешенная пористость коллекторов залежи составляет 0,09 д.ед, нефтенасыщенная толщина – 10,8 м. Максимальные нефтенасыщенные толщины приурочены к центральной сводовой части залежи и составляют 45 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,33 д.ед., коэффициент расчлененности изменяется от 4 до 24. Проницаемость по данным керновых исследований составляют в среднем 2 мД, по данным ГДИ – 6 мД. Нефть елецко-задонской залежи II блока Вишанского месторождения тяжелая, парафинистая, высокосмолистая. По вязкости нефть относится к классу маловязких.

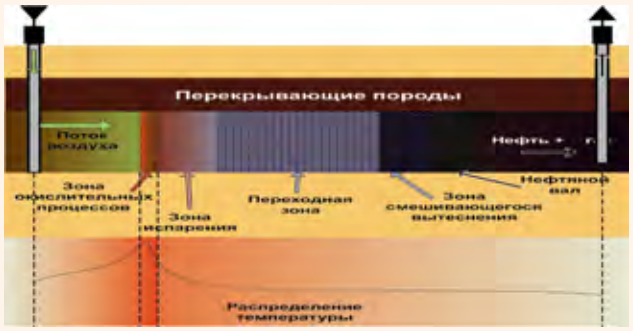
Для обоснования эффективности внедрения технологии термогазового воздействия на выбранном объекте был выполнен комплекс лабораторных исследований, включающий [7]:

– исследование кинетики окислительных реакций нефти Вишанского месторождения;

– фильтрационные исследования на керне по вытеснению нефти при закачке термогазовой смеси различного состава;

– численные исследования механизма ТГВ применительно к геологическим условиям Ви-

Рис. 2.
Характерные зоны при ТГВ



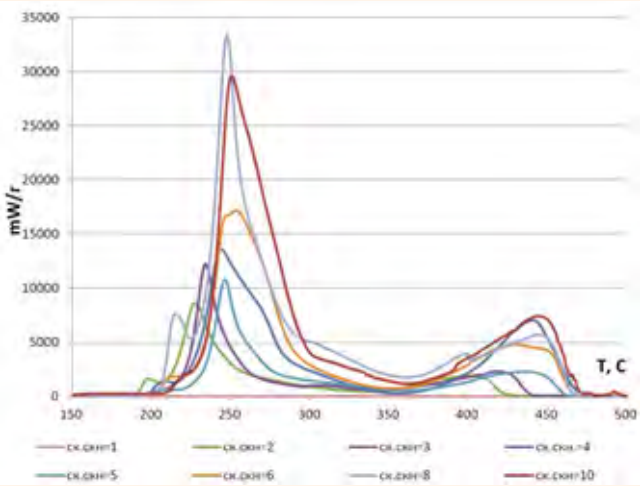


Рис. 3.
Зависимость скорости окисления нефти от температуры с различными скоростями сканирования

шанского месторождения для определения составов термогазовых смесей;

– фильтрационные исследования по вытеснению нефти Вишанского месторождения водой, газами и термогазовыми смесями.

Для определения особенностей окисления нефти Вишанского месторождения использовался метод термического анализа – метод дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК). Эксперименты на ДСК показали, что для нефти Вишанского месторождения примерно три четверти всего тепловыделения приходится на первый горб сканируемого профиля, а температура первого пика мощности тепловыделения примерно соответствует максимальной температуре внутрипластового горения на месторождении (***рис. 3***).

По результатам лабораторных исследований установлено, что в условиях чисто кинетического режима окисления нефть интенсивно окисляется в низкотемпературной области без значительного образования кокса. Ограничение доступа окислителя (кислорода воздуха) приводит к резкому смещению основной части тепловыделения в высокотемпературную область.

Керновые исследования по вытеснению нефти термогазовыми смесями показали, что суммарный коэффициент вытеснения нефти от закачки термогазовой смеси и воды может достигать 0,904–0,943.

Местоположение опытного участка для опытно-промышленных работ по ТГВ выбиралось исходя из следующих критериев:

– распределения максимальных эффективных нефтенасыщенных толщин с целью максимального охвата залежи вытеснением;

– концентрации остаточных извлекаемых запасов;

– удаленности от ВНК и зон выклинивания пластов с целью минимизации рисков прорыва закачиваемой смеси;

– близости к купольным частям структуры, чтобы использовать эффект гравитации;

– сформированного элемента разработки, чтобы минимизировать капитальные вложения в организацию опытных работ.

На основании вышеперечисленных критериев в качестве воздухонагнетательной скважины предложена скв. 134-Вишанская (***рис. 4***, выделена зеленым цветом), которая располагается в сводовой части залежи и характеризуется наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами, в том числе эффективной нефтенасыщенной мощностью и проницаемостью. Перед началом опытно-промысловых работ по ТГВ, данная скважина находилась в добывающем фонде и эксплуатировалась с дебитом 4,8 т/сут безводной нефти, динамический уровень в скважине составлял 2000 м.

На момент начала реализации опытно-промышленных работ по внедрению термогазового воздействия елецко-задонская залежь II блока находилась на 2 стадии и разрабатывалась на упруго-водонапорном режиме с очаговой системой заводнения. Отбор от начальных извлекаемых запасов составлял 14,6%, текущий КИН – 0,037 д.ед. при проектном 0,25. Накопленный водонефтяной фактор – 0,108.

Все добывающие скважины эксплуатировались механизированным способом (ШГН) со среднесуточным дебитом нефти – 8,6 т/сут, жидкости – 9,4 т/сут и обводненностью – 8,5%. Динамические уровни по добывающим скважинам находились в пределах 1500–2200 м. Средняя приемистость нагнетательных скважин по воде составляла 55 м^3/сут при давлении закачки 9–24 МПа. Средневзвешенное пластовое давление в контуре нефтеносности на момент начала закачки воздуха в пласт составляло 22,3 МПа, в зоне отбора – 14,4 МПа при Рпл.нач – 32,2 МПа и Рнас – 3,39 МПа.

В июле 2014 г. скв. 134 переведена в нагнетательный фонд. Для реализации ТГВ на скв. 134 осуществлен запуск компрессорного оборудования с суточной производительностью по воздуху 15000 нм^3/сут с постепенным выходом на проектную мощность – 24000 нм^3/сут при давлении нагнетания 20–22 МПа.

В период 2014–2016 гг. вокруг скв. 134-Вишанской за счет строительства новых скважин и боковых стволов выполнены мероприятия по формированию элементов системы разработки, направленные на увеличение охвата пласта воз-

Рис. 4.
Структурная карта елецко-задонской залежи II блока Вишанского месторождения

действием (***рис. 4***, скважины выделены красным цветом).

По состоянию на 01.11.2018 накопленная закачка воздуха в скв. 134 Вишанского месторождения составила 21 863 тыс. м^3 в поверхностных условиях или 102,9 тыс. м^3 в пластовых условиях.

Следует отметить, что с момента организации закачки воздуха температура в интервале перфорации скв.134 Вишанской выросла с 53 до 88,6 °С (+35,6 °С или 67%), что может служить подтверждением начала самопроизвольных окислительных реакций в пласте (***рис. 5***).

В рамках проведения опытно-промышленных работ по опробованию технологии термогазового воздействия проводился аналитический контроль технологических параметров процесса ТГВ, который предусматривал проведение исследований по оценке степени изменения физико-химических свойств добываемой продукции (нефти, попутного газа). Для отслеживания продвижения фронта вытеснения по фонду добывающих скважин постоянно выполнялся аналитический контроль состава попутно добываемого газа. Ежемесячно велось построение карт содержания в составе нефтяного газа неуглеводородных газов CO2 и N2, что позволило оперативно отслеживать изменение фронта распространения данных газов по пласту. Изменения режимов работы окружающих добывающих скважин позволило регулировать процесс движения фронта вытеснения по площади и предотвратить преждевременный прорыв не углеводородных газов к забоям скважин.

Выполняемый анализ проб попутного нефтяного газа (ПНГ) из добывающих скважин елецко-задонской залежи II блока Вишанского месторождения показал следующие изменения в компонентном составе.

Спустя три месяца после начала закачки воздуха в скв. 165r Вишанской в добываемом газе наблюдается существенное увеличение доли азота: с 5–6% объемных (базовый уровень) до 70–75% объемных. Спустя еще 2 месяца по данной скважине наблюдается рост концентрации углекислого газа: с 0,22% объемных (базовый уровень) до 6–6,5%, а начиная с мая 2015 г. в составе ПНГ данной скважины наблюдается наличие кислорода в объеме до 0,3%. Столь быстрое продвижение закачиваемого в составе воздуха азота к добывающей скважине связано с тем, что:

– нагнетательная скв. № 134 и добывающая скв. № 165r вскрыли продуктивный пласт на одной гипсометрической отметке в куполе залежи;

– в купольной части имеются пропластки с относительно повышенными фильтрационно-емкостнвми свойствами;

– газы имеют повышенную подвижность.

Появление же в продукции ПНГ кислорода может говорить о неполном использовании закачиваемого кислорода для протекания внутрипластовых окислительных реакций. В то же время выполненные работы по дальнейшему разбуриванию опытного участка, регулированию отборов по добывающим скважинам и текущей компенсации позволили не только остановить

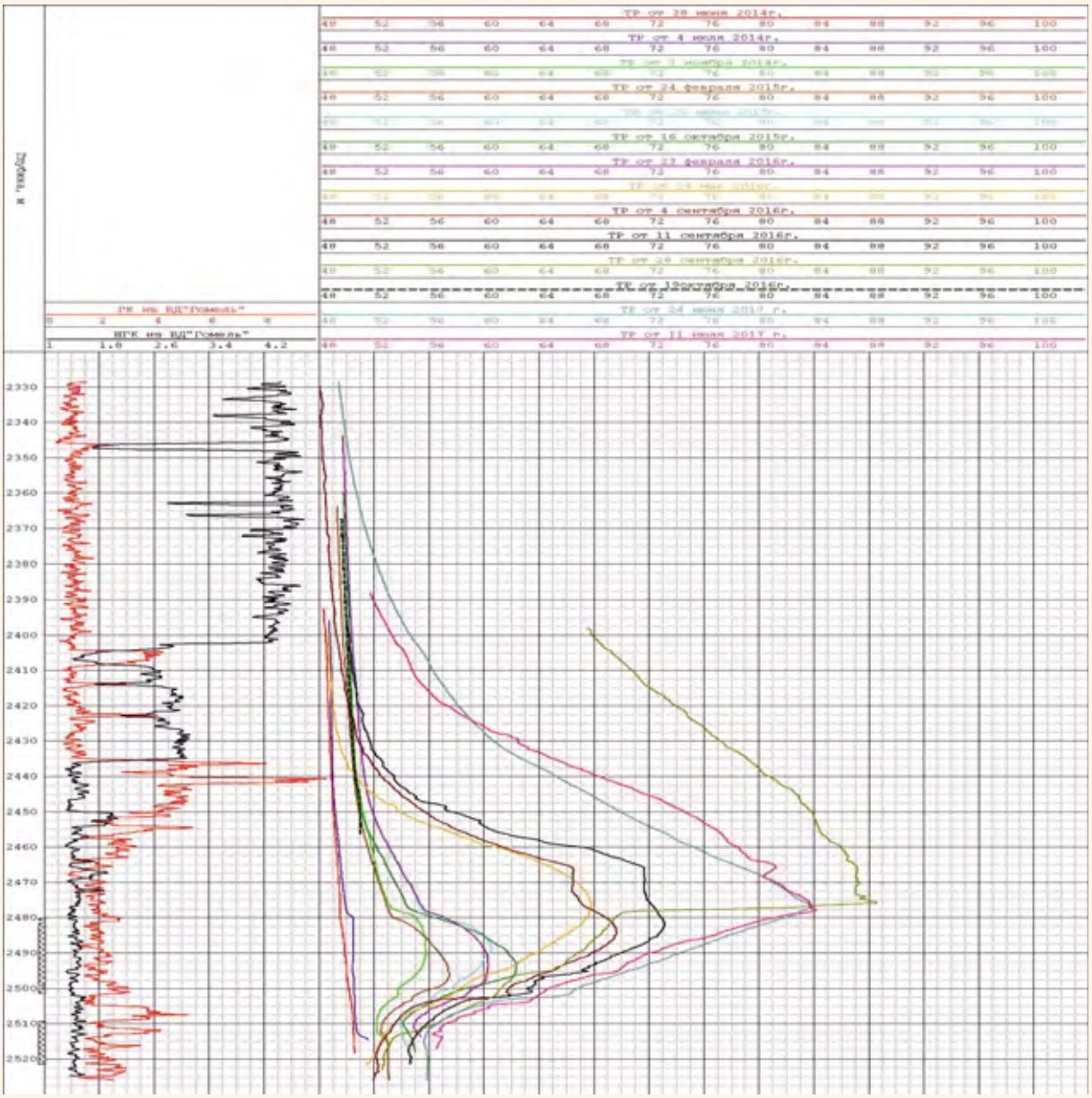


Рис. 5.
Сопоставление термограмм по скв. 134 Вишанского месторождения

рост кислорода, но и снизить его практически до 0,01%.

Спустя семь месяцев после начала ОПР наблюдается увеличение доли азота в составе ПНГ и по скв. 168 Вишанской, которая находится несколько ниже по гипсометрической отметке по отношению к скв. 134 и 165r. Так, содержание азота в ПНГ этой скважины увеличилось до 65–70%, углекислого газа до 3–4%. Кислорода в составе ПНГ не отмечено.

Появление в составе ПНГ углекислого газа по ближайшим скважинам также является подтверждением протекания внутрипластовых реакций с потреблением кислорода.

Изменение состава попутного нефтяного газа в части увеличения содержания азота отмечено по добывающим скв. № 166g, 133 и 115.

Так же в рамках аналитического контроля состава попутно добываемого газа была проанализирована динамика соотношения тяжелых компонентов ΣC5+ по отношению к содержанию метана CH4 (***рис. 6***). Как видно из ***рис. 6***, наибольшее изменение соотношения ΣC5+/CH4 произошло по скв. 165r и 168n – Вишанским. Меньшее изменение наблюдается по скв. 166g, 157n и 133. По остальным скважинам добывающего фонда существенного изменения состава ПНГ и ГФ не наблюдается. Изменение данного

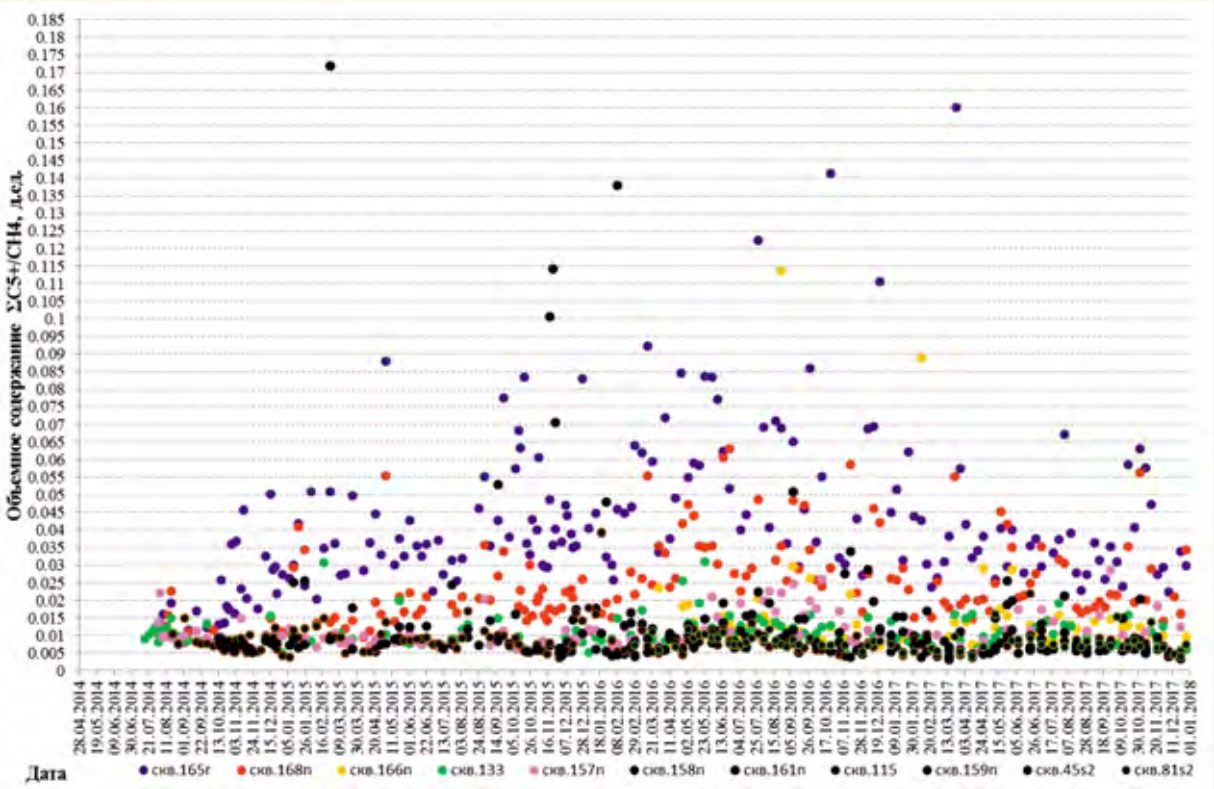


Рис. 6.
График объемного содержание ΣC5+/CH4

соотношения говорит об увеличении доли тяжелых компонентов в составе ПНГ за счет проходящих в пласте процессов.

Эффективность работ по термогазовому воздействию на опытном участке за период проведения эксперимента с 07.2014 по 01.2018 оценивалась прямым методом – по изменению суммарного дебита нефти переходящего фонда скважин опытного участка. На ***рис. 7*** представлена динамика изменения среднесуточного дебита нефти и месячной добычи нефти по скважинам участка ОПР. Как видно из графика, за счет внедрения технологии термогазового воздействия на залежь нефти елецко-задонской залежи II блока Вишанского месторождения, среднесуточный дебит нефти скважин опытного участка увеличился **на 25%** или 12 т/сут. Циклическое изменение месячной добычи нефти по переходящему фонду связано с остановками добывающих скважин для проведения гидродинамических исследований. По состоянию на 01.01.2018 дополнительная добыча нефти за счет ТГВ составила 2,45 тыс. т.

Важным моментом определения эффективности эксперимента по термогазовому воздействию на межсолевой залежи Вишанском месторождении является оценка эффективности системы вытеснения во время ТГВ. Для этого по участку опытно-промысловых работ (ОПР) был построен график изменения отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) от обводненности (***рис. 8***). Анализируя динамику изменения отбора от НИЗ от обводненности хотелось бы отметить следующее: ТГВ путем закачки воздуха в скв. 134 способствовало значительному повышению эффективности системы вытеснения на опытном участке. Отбор от НИЗ за время эксперимента увеличился с 15,6 до 26,4% при снижении обводненности добываемой продукции с 12,7 до 4,1%. До начала проведения эксперимента систему вытеснения в режиме, близком к оптимальному (оптимальный режим вытеснения – красная линия на ***рис. 8***) приходилось поддерживать путем остановки обводненного добывающего фонда скважин. После начала реализации ТГВ график отбора от НИЗ от обводненности начал за счет происходящих внутрипластовых процессов и значительного повышения эффективности системы вытеснения отклонятся влево. Эффективность системы вытеснения при проведении ТГВ стала выше оптимальной при заводнении. Последнее может свидетельствовать о том, что конечное значение КИН при реализации ТГВ до конца разработки залежи будет значительно выше проектного значения, запланированного

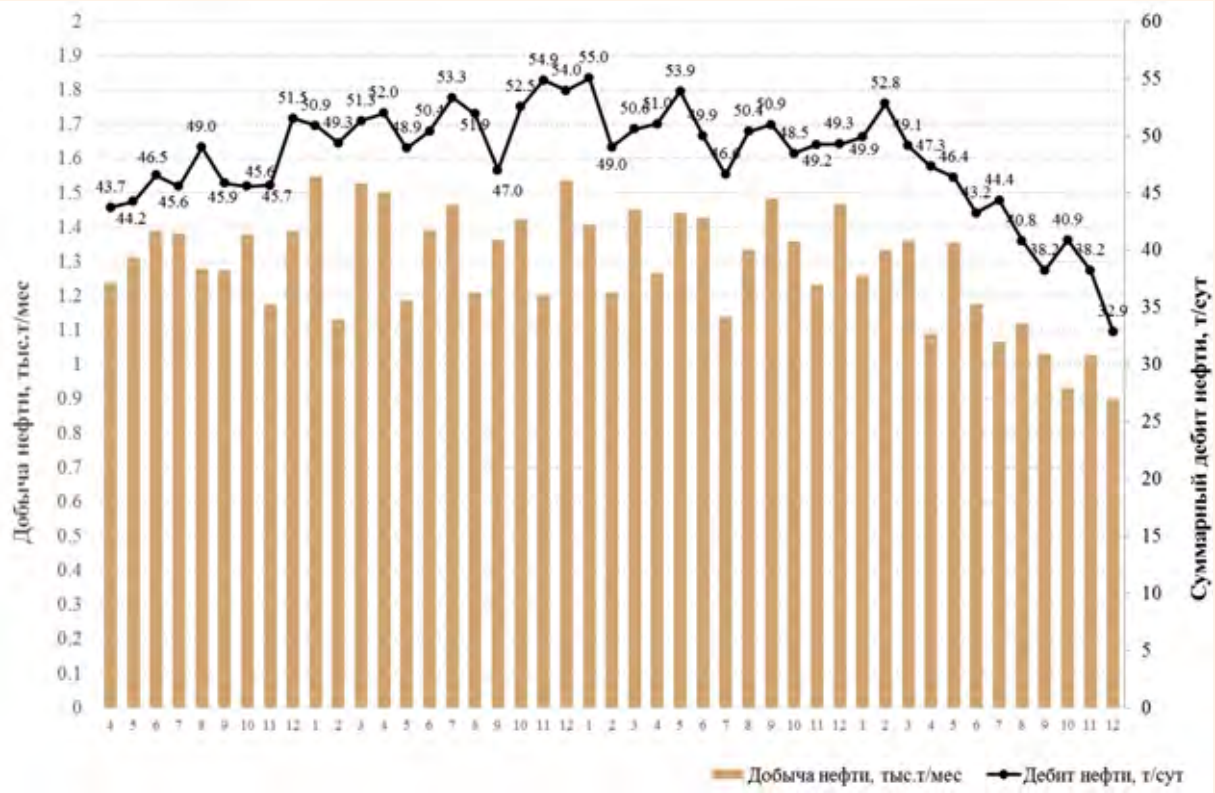


Рис. 7.
Динамика среднесуточного дебита и месячной добычи нефти участка ОПР

при разработке залежи с вытеснением нефти водой.

Эксперимент по закачке воздуха в скв. 134 с 04.2018 прекратили в связи с ее аварийным состоянием. В дальнейшем можно ожидать ухудшения ситуации по выработке трудноизвлекаемых запасов на межсолевой залежи Вишанского месторождения.

Поэтому в конце 2018 г. скв. 134 Вишанская восстановлена методом бурения бокового ствола. Боковой ствол 134k пробурен с отходом от основного ствола в пределах продуктивной части на расстоянии 16,2 м. Боковой ствол – скв. 134k Вишанская, вступила в эксплуатацию с 14.12.2018 с проектной производительностью 24 тыс. нм^3/сут при давлении нагнетания на устье 26–27 МПа.

На основании первого опыта опробования технологии термогазового воздействия на елецко-задонской залежи нефти II блока Вишанского месторождения сформулированы критерии эффективного обоснования и применимости данной технологии:

– низкая проницаемость пласта (не выше 0,01мкм^2);

– остаточные извлекаемые запасы нефти не менее 30 тыс. т/скв;

– текущая проектная сетка скважин менее 50 га/скв;

– плотность остаточных извлекаемых запасов более 2 тыс. т/га;

– минимальная пластовая температура для зарождения самопроизвольных внутрипластовых окислительных реакций должна составлять не менее 55–60 °С;

– наличие в породе катализаторов ускорения окислительных процессов;

– наличие вертикальной гидродинамической связи между пропластками;

– достаточный уровень пластового давления (не ниже 0,8 от гидростатического), обеспечивающего как интенсификацию внутрипластовых окислительных реакций, так и являющегося одним из определяющих факторов увеличения добычи нефти (должно определяться предварительно путем лабораторных исследований);

– эффективная толщина пласта больше 5 м;

– вязкость нефти не более 30 мПа*с;

– приемистость нагнетательных скважин не менее 100 м^3/сут;

– минимальная неоднородность коллектора по фильтрационным свойствам, предотвращающая преждевременный прорыв газовых агентов к забоям добывающих скважин;

– сформированная система разработки, позволяющая регулировать охват пласта воздей-

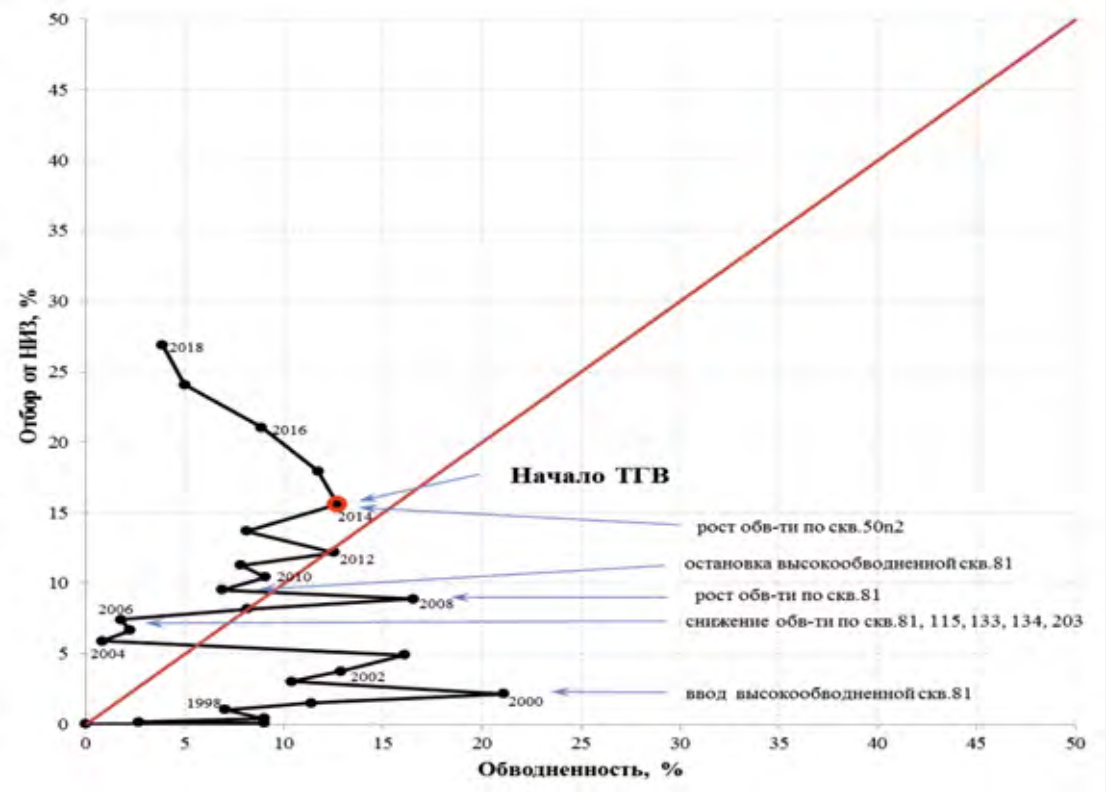


Рис. 8.
Зависимость выработки запасов от обводненности добываемой продукции

ствием для достижения максимальной эффективности реализации данной технологии;

– техническая исправность нагнетательных скважин для ведения закачки газового агента.

При реализации технологии термогазового воздействия одним из важнейших условий эффективности является мониторинг развития процесса, который заключается в:

– постоянном контроле за изменением в ПНГ содержания углекислого газа, азота и кислорода;

– снижении содержания в ПНГ кислорода за счет регулирования системы и режимов разработки;

– отслеживании по содержанию в ПНГ углекислого газа, азота, продвижения фронта вытеснения по площади;

– регулярном анализе (не реже 1 раза в полугодие) динамики показателей разработки участка ТГВ и эффективности системы вытеснения;

– корректировке по результатам динамики показателей разработки и эффективности системы вытеснения режимов эксплуатации нагнетательного и добывающего фонда скважин.

По результатам опытно-промышленного эксперимента по опробованию технологии термогазового воздействия на елецко-задонской залежи II блока Вишанского месторождения установлена перспективность внедрения данного метода увеличения нефтеотдачи и на других объекта Припятского прогиба. В связи с установлением возможности протекания на залежах Припятского прогиба самопроизвольных окислительных реакций при относительно низких пластовых температурах (55–60 °С) и наличия в породах катализаторов ускорения окислительных процессов, которые характерны для большинства нефтяных месторождений Республики Беларусь, открывается перспектива внедрения данного метода на других объектах, отвечающих установленным авторами критериям применимости данного МУН.

В результате анализа геолого-промысловых данных и сопоставления их с критериями применимости ТГВ, предложено с целью повышения нефтеотдачи пластов внедрение термогазового воздействия на 24 залежах нефти Припятского прогиба, содержащих существенные объемы остаточных трудноизвлекаемых запасов углеводородов по следующим категориям:

I. Высокообводненные крупные залежи нефти с карбонатным коллектором и невыработанными запасами в низкопроницаемых зонах (перспективными являются 13 объектов).

II. Среднепроницаемые карбонатные залежи нефти со средней степенью выработки запасов и наличием низкопроницаемых зон (перспективны 5 объектов).

III. Низкопроницаемые терригенные залежи нефти (перспективны 2 объекта).

IV. Низкопроницаемые карбонатные залежи нефти (перспективны 2 объекта).

V. Нефтегазонасыщенные нетрадиционные отложения - доманикиты (перспективны 2 объекта).

Внедрение технологии на перечисленных залежах планируется начать в период 2022–2027 гг. после детального анализа и обобщения результатов ТГВ по межсолевой залежи II блока Вишанского месторождения.

Литература

1. Дарищев В.И. Инновации ОАО «РИТЭК» //Нефтегазовая вертикаль. 2011. № 5. С. 56–61.
2. Боксерман А.А., Кокорев В.И. Термогазовый способ разработки трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов углеводородов. Доступно на: http://www.enercon-ng.ru/common/img/uploaded/exhibitions/enercon/doc/2013/04.pdf (обращение 07.06.2019).
3. Боксерман А.А., Грайфер В.И., Кокорев В.И., Чубанов О.В. Термогазовый метод увеличения нефтеотдачи //Интервал. 2008. № 7.
4. Патент США № 4059152, 1976 г.
5. Авторское свидетельство СССР № 1090060, 1984 г.
6. Евразийский патент № 030080.
7. Заключительный отчет о выполнении научно-исследовательской работы «Технико-экономическое обоснование целесообразности осуществления опытно-промышленных работ по термогазовому воздействию на межсолевой залежи (II блок) Вишанского месторождения с целью повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти». Гомель. 2012.

UDC 622.276.6; 622.279.4

P.P. Povzhik, PhD, Deputy General Director for Geology of the Production Association Belorusneft[1], povzhik@beloil.by
A.A. Kudryashov, Deputy Director for Oilfield Geology and Development BelNIPIneft PA "Belorusneft"[2], kudryashov@beloil.by
N.A. Demyanenko, PhD, Associate Professor, Department of Oil and Gas Fields Development, Gomel State Technical University named P.O. Sukhoy[3], demyanenko.1953@mail.ru

[1]Production Association "Belorusneft". 9 Rogachev str., Gomel, 246003, Republic of Belarus.
[2]RUP "Production Association "Belorusneft" BelNIPIneft. 15B, Knizhnaya str., Gomel, 246003, Republic of Belarus.
[3]48 October avenue, Gomel, 246746, Republic of Belarus.

Development of difficult-to-recover reserves in low-permeable reservoirs: efficiency of reservoir thermal gas treatment

Abstract. The paper presents the main results of pilot testing using the thermal gas treatment technology on one of the RUE Production Association Belorusneft objects. Remaining recoverable oil reserves of the object belong to the difficult–to–recover reserves; they are concentrated in low–permeable carbonate reservoirs. On the basis of the first testing experience, the criteria of substantiation for the efficient application of this technology are formulated.

Keywords: gas and thermal EOR; thermal and gas treatment; spontaneous in–situ oxidizing reactions; catalyst agents; miscible gas drive; combustion front

References

1. Darishhev V.I. *Innovacii OAO «RITJeK»* [Innovations of OJSC RITEK]. *Neftegazovaja vertikal'* [Oil and gas vertical], 2011, no. 5, pp. 56–61.
2. Bokserman A.A., Kokorev V.I. *Termogazovyj sposob razrabotki trudnoizvlekaemyh i netradicionnyh zapasov uglevodorodov* [Thermal gas method of developing tightly recoverable and unconventional hydrocarbon reserves]. Avialable at: http://www.enercon-ng.ru/common/img/uploaded/exhibitions/enercon/doc/2013/04.pdf (accessed 7 June 2019).
3. Bokserman A.A., Grajfer V.I., Kokorev V.I., Chubanov O.V. *Termogazovyj metod uvelichenija nefteotdachi* [Thermogas method of enhanced oil recovery]. *Interval* [Interval], 2008, no. 7.
4. *Patent SShA № 4059152, 1976 g* [US Patent No. 4059152, 1976].
5. *Avtorskoe svidetel'stvo SSSR № 1090060, 1984 g* [USSR Copyright Certificate № 1090060, 1984].
6. *Evrazijskij patent № 030080* [Eurasian Patent No. 030080.].
7. *Zakljuchitel'nyj otchet o vypolnenii nauchno-issledovatel'skoj raboty «Tehniko-jekonomicheskoe obosnovanie celesoobraznosti osushhestvlenija opytno-promyshlennyh rabot po termogazovomu vozdejstviju na mezhsolevoj zalezhi (II blok) Vishanskogo mestorozhdenija s cel'ju povyshenija nefteotdachi plastov i intensifikacii dobychi nefti»* [The final report on the implementation of the research work "Feasibility study of the feasibility of carrying out pilot-industrial works on the thermal and gas impact on the inter-salt deposits (block II) of the Vishansky field in order to improve oil recovery and enhance oil production."]. Gomel, 2012.