

ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.65

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИ ТЕРМОГАЗОВОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ПЛАСТ (НА ПРИМЕРЕ ВИШАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ)

А. А. КУДРЯШОВ, А. О. ЦЫГАНКОВ

*Республиканское унитарное предприятие
«Производственное объединение «Белоруснефть»
БелНИПИнефть, г. Гомель*

Проанализирован первый опыт применения термогазового воздействия на пласт (ОПР «Термогаз – Виша») на елецко-задонской залежи нефти второго блока Вишанского месторождения с целью повышения нефтеотдачи и, как следствие, роста конечного коэффициента извлечения нефти. Сделаны выводы об эффективности метода, отмечены преимущества и недостатки с учетом промысловых показателей и особенностей геологического строения и вещественного состава пород-коллекторов межсолевой залежи Вишанского месторождения.

Ключевые слова: Вишанское месторождение, термогазовое воздействие, повышение коэффициента извлечения нефти, карбонатный коллектор, низкопроницаемый коллектор.

THE INCREASE OF RECOVERY DURING THERMOGAS IMPACT ON FORMATION (ON THE EXAMPLE OF VISHANSKOYE DEPOSIT)

A. A. KUDRIASHOV, A. O. TSIGANKOV

*Republican unitary enterprise “Production Association
Belorusneft”, Belarusian Oil Research and Design Institute
BelNIPIneft, Gomel*

The article analysis the first experience of the usage of thermogas impact on the formation (OPR “Thermogas – Visha”) at Elets-Zadonsk oil deposits of the second block of Vishanskoye oil deposit aimed at increasing recovery and, hence, the increase of final oil recovery rate. The article draws conclusions on method efficiency, indicates advantages and disadvantages taking into account field factors and features of geological and material composition of geological structure and natural content of reservoir robbing of inter-salt layer of Vishanskoye deposit.

Keywords: Vishanskoye deposit, thermogas impact, increase of final oil recovery rate, carbonate container rock, low-permeability reservoir.

Введение

В настоящее время приоритетным направлением нефтегазодобывающих компаний, ввиду истощения ресурсов (завершающая стадия разработки крупнейших месторождений, что приводит к росту обводненности и снижению проектной нефтеотдачи, а также сокращение геолого-разведочных работ), является компенсация вырабатываемых углеводородов (УВ) приростом их запасов, а также увеличение конечного коэффициента извлечения нефти (КИН). Последнее достигается, в том числе, посредством применения современных (интегрированных) методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Одним из таких методов является термогазовое воздействие (ТГВ) на пласт.

Сущность метода заключается в закачке воздуха (при помощи компрессорных установок) в пласт. За счет внутрипластовых окислительных и термодинамических процессов кислород (O_2) трансформируется в эффективные вытесняющие агенты (CO_2 + широкая фракция легких углеводородов). Характерная особенность термогазового метода заключается в его интегрированности: совмещение теплового и газового воздействия на горные породы (прогревается нефть и окружающие породы, из нефти выходят легкие фракции, которые, смешиваясь с газами-продуктами окисления, образуют высокоэффективный смешивающийся агент) [1].

Проанализировав опубликованные данные, в которых приведены результаты опытно-промышленного опробования технологии, можно обобщить основные преимущества и недостатки данного метода [1]–[4]. К *преимуществам* целесообразно отнести:

- доступность закачиваемых реагентов: воздуха (в отличие от газового метода, где в качестве реагента используются УВ-газы);
- ТГВ (как и газовый метод) применимо в условиях ухудшенных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов (низкая проницаемость);
- закачка воздуха способствует не только активации процессов окисления и, впоследствии, выделения легких фракций УВ, но и поддержанию пластового давления в залежи;
- увеличение нефтеотдачи может быть получено как при реализации ТГВ на залежах с естественным режимом истощения, так и на начальном этапе разработки;
- рост КИН порядка 0,15 д. ед.;
- закачка воздуха на карбонатных залежах легкой нефти экономически выгодна.

К *недостаткам* технологии ТГВ можно отнести следующее:

- существенные капитальные и операционные затраты на сжатие и закачку большого объема воздуха в пласт;
- возможность прорыва воздуха (газа) к забоям эксплуатационных скважин;
- затраты на амортизацию компрессорных установок и их техническое обслуживание.

Метод термогазового воздействия является перспективным и экономически выгодным по сравнению с базовыми методами МУН. Интерес к методу ТГВ в последние годы вызван поисками оптимальных подходов в освоении трудноизвлекаемых запасов, в том числе из нетрадиционных (низкопроницаемых) коллекторов, например, Баженовской свиты [4].

Целью данной работы является анализ эффективности ТГВ на Вишанском месторождении нефти (Припятский прогиб).

Опыт термогазового воздействия в Республике Беларусь

В Припятском прогибе технология ТГВ реализовывалась на елецко-задонской залежи второго блока Вишанского месторождения. Работы носили опытно-промысловый характер ввиду отсутствия опыта реализации в прошлом.

Межсолевая залежь второго блока Вишанского месторождения вытянута в широтном направлении. Нефтенасыщенность установлена в отложениях задонского (D_3zd) и елецкого (D_3el) горизонтов фаменского яруса верхнего отдела девонской системы (D_3fm). Выработка запасов осуществляется с отложений задонского и елецкого возрастов. Задонский горизонт выделен в нижней части межсолевой толщи, вскрыт в составе кузьмичевских ($D_3zd(kz)$), тонежских ($D_3zd(ton)$), тремлянских ($D_3zd(trm)$) и вишанских ($D_3zd(vsh)$) слоев. Разрез представлен фацией мелководного шельфа и сложен карбонатными породами с переменным соотношением пористых и плотных разностей доломитов и известняков. К верхней части межсолевой толщи относятся отложения елецкого горизонта. В раннеелецкое время Припятская

впадина испытывала интенсивное погружение, повлекшее за собой распространение относительно глубоководных условий осадконакопления от центра впадины в направлении ее западных и северных районов. Это привело к смещению в северном направлении зон образования органогенных построек. На территории Вишанского месторождения формировались мелководно-глубоководные фации, содержащие комплексы бентосной фауны и водоросли. Елецкие отложения сложены доломитами мелкозернистыми, известняками и мергелями известково-доломитовыми.

Стоит отметить, что выработка запасов на втором блоке елецко-задонской залежи осуществляется в основном с отложений елецкого возраста. В данных отложениях прослеживаются субвертикальные наклонные трещины, выполненные глинистым материалом. Распространение трещин носит неравномерный характер. Эффективная нефтенасыщенная толщина в пределах залежи (по данным геоинформационной системы) изменяется в значительных пределах: от 1,3 м (скважина № 96) до 45,3 м (скважина № 134). Отложения данного возраста в пределах залежи характеризуются низкими значениями проницаемости (2–12 мД), при этом по промысловым данным эксплуатационных скважин проницаемость изменяется в широких пределах и неравномерна по простиранию, что касается также и литологической изменчивости пород. Нефть елецко-задонской залежи II блока Вишанского месторождения парафинистая, высокосмолистая.

С целью обоснования эффективности внедрения технологии ТГВ на выбранном объекте был выполнен комплекс лабораторных исследований (фильтрационные исследования на керне по вытеснению нефти термогазовой смесью, а также водой и газами, исследования кинетики окислительных реакций).

Также при обосновании участка под опытно-промысловые работы (ОПР) по термогазовому воздействию учитывалась сформированность объекта разработки (с целью минимизации капитальных вложений в организацию ОПР), распределение остаточных извлекаемых запасов на залежи, распределение максимальных эффективных нефтенасыщенных толщин с целью лучшего охвата залежи вытеснением, удаленность от водонефтяного контакта.

На основании вышеперечисленных критериев в качестве воздухонагнетательной скважины была предложена скважина 134-Вишанская (рис. 1). Перед началом 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.

В июле 2014 г. ранее добывающая скважина 134-Вишанская переведена под нагнетание воздуха – начало реализации ОПР по термогазовому воздействию на втором блоке елецко-задонской залежи Вишанского месторождения. Опытно-промысловые работы осуществлялись в соответствии с Технологической схемой опытно-промысловых работ от 2013 г.

Для опытного участка месторождения (район скважины № 134) предусматривались следующие технологические параметры закачиваемой водовоздушной смеси:

- расход закачки газа в скважину №134 – 24000 м³/сут;
- давление закачки газа на устье скважины № 134 – 10–35 МПа;
- расход закачки воды в скважине № 134 – 24–50 м³/сут.

Скважина 134-Вишанская переведена под закачку воздуха в июле 2014 г. с начальной приемистостью 22–24 тыс. м³/сут (в поверхностных условиях) при давлении нагнетания на устье скважины 18–21,5 МПа (интервалом перфорации были вскрыты отложения туровских слоев елецкого горизонта D_{3el}(tr)). Период эксплуатации воздухонагнетательной скважины 134-Вишанской можно разделить на два этапа: эксплуатация скважины до выполнения работ по приобщению нижележащего интервала (D_{3zd}(vsh+trm)) и после данного вида работ.

**ВИШАНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ
(II блок)**

Структурная карта кровли елецко-задонского резервуара
и подсчетный план

Масштаб 1 : 25 000
ЛПЗ, январь 2018 г.

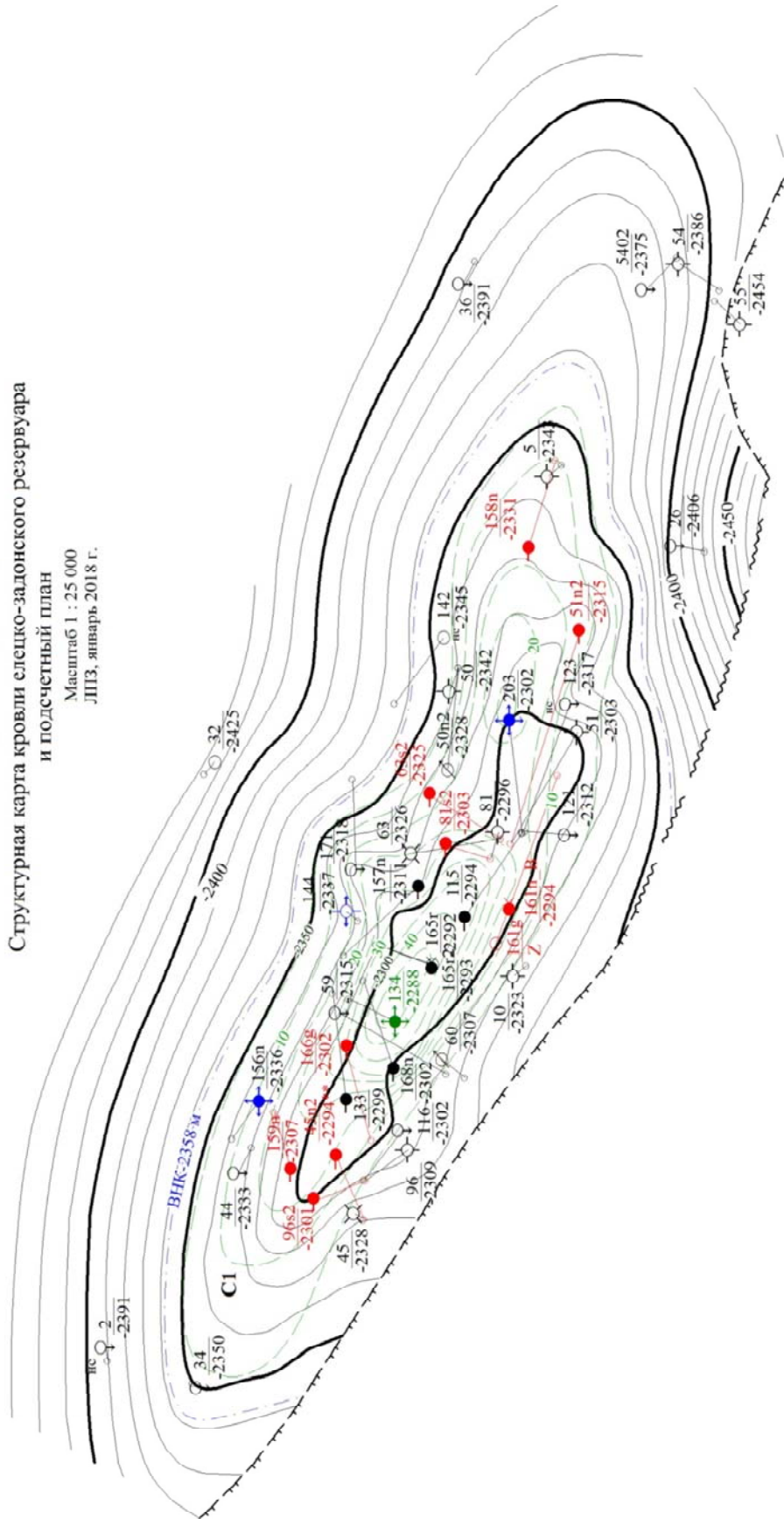


Рис. 1. Структурная карта кровли елецко-задонского резервуара Вишанского месторождения:
зеленый цвет – воздушнонагнетательная скважина 134; черный цвет – реагирующие скважины; красный цвет – действующие добывающие скважины на момент начала реализации ТПВ; синий цвет – действующие нагнетательные скважины

Первый период (07.2014–05.2016 гг.) характеризуется (рис. 2):

- закачкой воздуха в скважину 134 со стабильной приемистостью 22–24 тыс. м³/сут при давлении нагнетания 20–22 МПа и затрубном давлении 9–10 МПа;
- ростом забойной температуры по скважине 134 с 53 до 88 °С по результатам промыслово-геофизических исследований (ПГИ);
- выделением группы реагирующих скважин (№ 115, 133, 157n, 165r, 166g и 168n);
- ростом доли содержания азота в пробах скважин опытного участка с 5 до 70–75 % по ближайшим к скважине 134 скважинам 165r и 168n и с 5 до 30–40 % по скважинам 166g, 133;
- ростом доли углекислого газа (с 0,2–0,5 до 3–6 %) в добываемой продукции реагирующих скважин;
- ростом динамических уровней (в среднем на 500–600 м) и пластового давления (на 4–6 МПа) на опытном участке залежи.

Работа скважины 134-Вишанской со стабильной приемистостью и, как следствие, рост пластового давления и динамических уровней способствовали увеличению среднесуточной добычи нефти по опытному участку с 40–45 до 50–55 т/сут (рис. 3).

С целью увеличения охвата пласта вытеснением в мае 2016 г. в скважине 134-Вишанской был выполнен дострел вишанско-тремлянских слоев задонского горизонта в интервале глубин (2509,3–2522 м). По данным ПГИ, выполненных после данных работ, приобщенный интервал жидкость не принимал (2 %). После приобщения нижележащего интервала по скважине 134 отмечался рост давления нагнетания с 21 до 29 МПа. В августе 2016 г. при попытке проведения очередного ПГИ отмечалась посадка шаблона на отметке 2475 м. Бригадой КРС выполнен ремонт скважины и обеспечен забой, по результатам дефектоскопии отмечались многочисленные деформации и нарушения целостности колонны в неперфорированном ранее интервале дроздовских слоев (2467–2474 м, D_{3el}(dr)).

В августе 2016 г. были выполнены ПГИ, по результатам которых установлено, что 78 % закачиваемой жидкости поступало в интервал нарушения эксплуатационной колонны (D_{3el}(dr)).

После возобновления закачки воздуха в скважине 134 с сентября 2016 г. давление нагнетания выросло до 32 МПа при предельно допустимом значении – 35 МПа (в соответствии с технологическим регламентом). Кроме этого наблюдались частые остановки в работе компрессоров, объем нагнетания снизился с проектного 24 тыс. до 12 тыс. м³/сут.

Таким образом, с мая 2016 г. (после выполнения работ по приобщению нижележащего интервала) начался **второй период** эксплуатации скважины 134-Вишанской, который характеризуется:

- установлением нарушений эксплуатационной колонны скважины 134 выше интервала перфорации (D_{3el}(dr));
- выявлением в скважине 134 (по данным ПГИ 2016 и 2017 гг.) заколонного перетока вверх (78 % в отложения дроздовских слоев);
- снижением среднесуточной приемистости по скважине 134 (с 22–24 тыс. до 10–12 тыс. м³/сут) вследствие частых остановок для ремонтных работ, а также кольматации призабойной зоны, так как при ремонтных работах использовались рабочие жидкости удельным весом 1,36–1,54 г/см³ и глинистые растворы удельным весом 1,9 г/см³;
- снижением до базовых величин динамических уровней и пластового давления и, соответственно, среднесуточного дебита нефти по скважинам опытного участка (рис. 2 и 3).

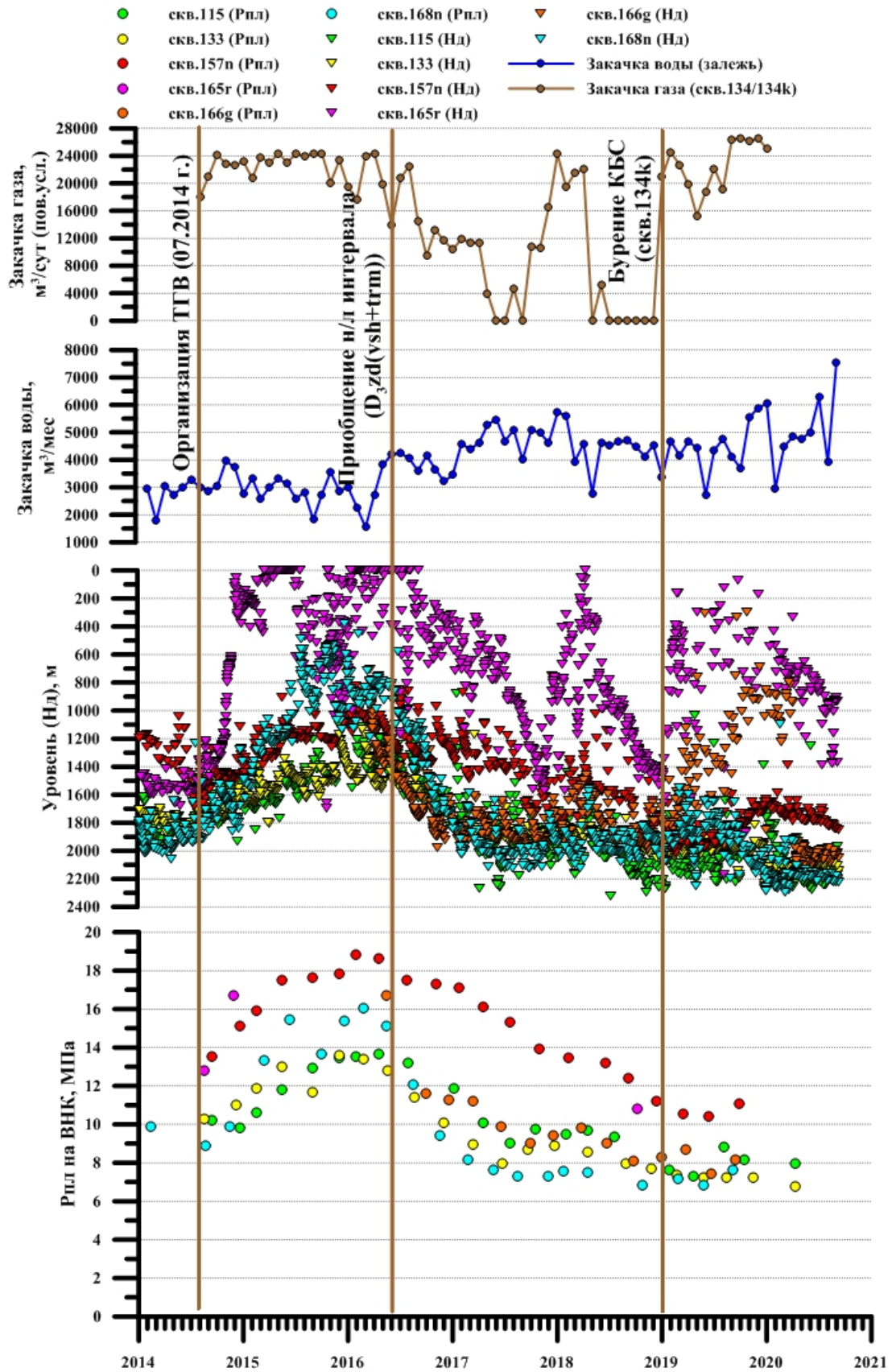


Рис. 2. Динамика пластового давления и динамических уровней по группе реагирующих скважин («ТГВ – Виша»)

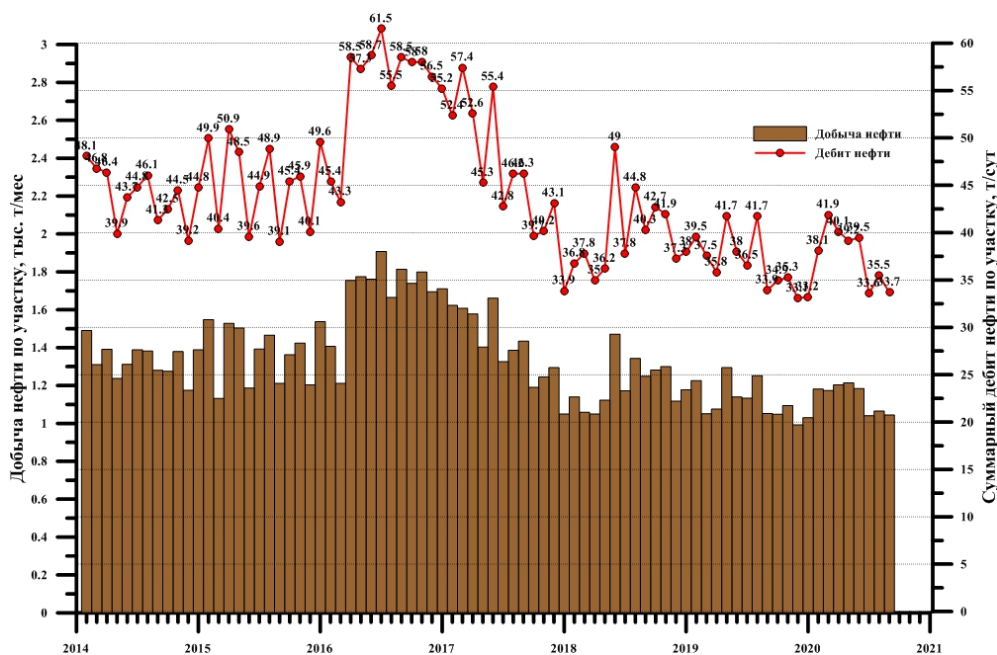


Рис. 3. Динамика добычи и дебита нефти по скважинам опытного участка

В середине 2017 г. скважина 134 была остановлена: выполнялись работы по смене пакера и промывке забоя. В связи с ростом давления нагнетания до 29–30 МПа среднесуточная производительность компрессорного оборудования ограничивалась до 18–22 тыс. м³. В апреле 2018 г. по скважине 134 был выполнен замер затрубного давления, который составил 16,8 МПа. Вследствие превышения затрубного давления над давлением опрессовки эксплуатационной колонны закачка воздуха в скважине 134к была остановлена. По причине выявления нарушения эксплуатационной колонны, снижения приемистости и частых остановок скважины для выполнения ремонтных работ в декабре 2018 г. скважина 134 была восстановлена бурением короткого бокового ствола (скважина 134к).

Скважина 134к-Вишанская введена в эксплуатацию с возобновлением закачки воздуха 14.12.2018 г. с проектной производительностью 24 тыс. м³/сут при давлении нагнетания на устье 26–27 МПа и частоте 34–35 Гц. К первой декаде февраля 2019 г. в связи с продолжающимся ростом давления нагнетания (до 30 МПа) выполнено ограничение суточной производительности компрессорного оборудования до 20,5–22,5 тыс. м³/сут путем снижения частоты до 30 Гц. Однако рост давления нагнетания продолжился. Компрессорное оборудование было переведено в периодический режим работы: при достижении давления нагнетания 32 МПа – остановка одного из компрессоров с продолжением закачки вторым компрессором, при снижении давления нагнетания до 29–30 МПа – возобновление закачки воздуха двумя компрессорами. При этом суточная производительность зависела от количества работающих компрессоров и составляла ≈ 22 тыс. м³/сут при работе двумя компрессорами и ≈ 13 тыс. м³/сут при работе одного компрессора (рис. 2).

После ввода в эксплуатацию скважины 134к-Вишанской пластовое давление и динамические уровни по скважинам опытного участка стабилизировались, однако существенного роста данных параметров не отмечено (рис. 2). Исключением являются скважины 165г и 166г, по которым был отмечен резкий рост динамического уровня с 1500 до 700–500 м и с 1850 до 1200 м, соответственно; и скважина 168п, по которой отмечен рост пластового давления с 6,8 до 7,6 МПа. В связи с недостижением технологических параметров по среднесуточной приемистости воздуха (в отличие

от первого периода 07.2014–05.2016 гг.), реализация опытно-промысловых работ по ТГВ на елецко-задонской залежи нефти второго блока Вишанского месторождения была прекращена с 01.01.2020 г. Накопленная закачка воздуха в поверхностных условиях по участку составила 30,5 млн м³.

Эффективность опытно-промысловых работ

В рамках проведения ОПР по внедрению технологии термогазового воздействия проводился аналитический контроль технологических параметров процесса ТГВ, который предусматривает проведение исследований по оценке степени изменения физико-химических свойств добываемой продукции (нефти, попутного газа).

Как отмечалось выше, после организации закачки воздуха по скважине 134 отмечен рост пластовой температуры с 53 до 88 °С, а также рост доли азота (N₂) и углекислого газа (CO₂) в попутном нефтяном газе добывающих скважин опытного участка. Данные факты, безусловно, говорят о начале процессов самопроизвольного внутрипластового горения (рост доли CO₂ свидетельствует о протекании внутрипластовых реакций с потреблением кислорода) [5].

Также в процессе реализации термогазового воздействия отмечались изменения свойств нефти: за счет происшедших окислительных процессов из нефти выделялись легкие фракции УВ, которые переходили в газовую фракцию. То есть на опытном участке осуществлялась добыча попутного нефтяного газа с удельным весом выше базового (до начала реализации ТГВ).

Самый значительный рост доли N₂ и CO₂ был отмечен по скважинам 165г и 168п (с 5 до 65–70 % по азоту и с 0,2–0,5 до 3–6 % по двуокиси углерода), что связано с близким расположением данных скважин к скважине 134. По остальным реагирующим скважинам отмечался вдвое меньший рост доли неуглеводородных газов в попутных нефтяных газах.

Основным параметром оценки эффективности той или иной технологии, применяемой на залежи нефти, служит получение дополнительной добычи нефти (рис. 3). Расчет величины дополнительной добычи нефти за счет реализации ОПР по термогазовому воздействию выполнялся прямым методом. За период расчета взят промежуток от начала реализации ОПР (07.2014 г.) по 01.01.2019 г. (к этому времени среднесуточный дебит нефти по участку достиг базового значения). За этот период прирост среднесуточного дебита нефти по опытному участку составил около 1,5 т/сут, что обеспечило прирост добычи нефти в 2,45 тыс. т (оценка производилась исключительно по скважинам опытного участка, так как в период 2017–2019 гг. елецко-задонская залежь нефти активно разбуривалась, что привело к значительному росту среднесуточного дебита нефти по залежи в целом). Если проводить оценку эффективности ОПР исключительно в рамках первого периода (07.2014–05.2016 гг.), то прирост среднесуточного дебита нефти составил около 3 т/сут, что выражается в 1,98 тыс. т дополнительно добытой нефти за этот период. Рост добычи нефти по участку подтверждается и приростом темпа отборов от начальных извлекаемых запасов до реализации ОПР по термогазовому воздействию среднемесячное значение темпа отборов от НИЗ по опытному участку составляло 3,8 %, после начала реализации ОПР (на рубеже первого и второго периода эксплуатации скважины 134) – 5,0 %. Экстраполяция прироста дебита нефти за первый период на весь срок реализации ОПР (если принять в расчет, что скважина 134 работала со стабильной проектной среднесуточной приемистостью по воздуху весь период реализации ОПР), показывает, что дополнительная добыча нефти за счет реализации работ могла составить около 5,8 тыс. т. При таком раскладе за 15-летний период прирост КИН по опытному участку (начальные геологические запасы по участку = 1680 тыс. т) мог достигнуть 0,0115 д. ед.

Заключение

Впервые на месторождениях Припятского прогиба была реализована технология ТГВ на залежи нефти с карбонатным типом коллектора, характеризующимся низкой проницаемостью. Проанализировав представленные данные, можно сделать следующие выводы:

1. Подтверждено протекание в рассматриваемой залежи нефти самопроизвольных внутрислоевых окислительных процессов с низкой начальной пластовой температурой ($t = 56\text{ }^{\circ}\text{C}$), в результате чего был сформирован устойчивый фронт внутрислоевого горения, что подтверждается резким увеличением доли углеводородных газов (N_2 , CO_2) в добываемом ПНГ и ростом температуры на забое скважины 134 до $88\text{ }^{\circ}\text{C}$.

2. С технологической точки зрения ОПР по термогазовому воздействию на елецко-задонской залежи второго блока Вишанского месторождения можно признать успешными.

В результате прямого метода расчета дополнительная добыча нефти за счет реализации ОПР оценена в 2,45 тыс. т (что могло быть в разы выше в случае стабильной эксплуатации скважины 134 с проектной приемистостью).

3. Особенности геологического строения залежи, условия осадконакопления в Припятском прогибе в елецкое время оказали влияние на характеристику ФЕС пород-коллекторов елецко-задонской залежи, что в той или иной степени, отразилось на реализации ОПР.

Значительная изменчивость ФЕС коллекторов по площади в пределах залежи (как и в пределах опытного участка) проявлялась как в разной степени реакции добывающих скважин на закачку воздуха, так и в особенностях распространения фронта внутрислоевого горения (и формирования самого опытного участка).

4. Основной причиной резкого снижения пластового давления и динамических уровней по реагирующим скважинам является необеспечение стабильной среднесуточной приемистости по воздуху в скважине 134 на уровне проектных показателей (проект – 24 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, факт за весь период реализации ОПР – 20,2 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$).

Невыполнение проектных показателей по среднесуточной закачке воздуха по скважине 134 связано с комплексом причин:

– неудовлетворительное техническое состояние скважины (нарушение эксплуатационной колонны, в интервалы которого по данным ПГИ «уходило» 78 % жидкости), в результате которого скважина часто останавливалась на ремонтные работы;

– кольматация призабойной зоны скважины 134 тяжелой водой и глинистым раствором, которые использовались при ремонте;

– значительная изменчивость ФЕС коллекторов в пределах залежи и опытного участка в частности.

В результате эффект от реализации ОПР по термогазовому воздействию оказался кратковременным.

Литература

1. Боксерман, А. А. Термогазовый метод увеличения нефтеотдачи / А. А. Боксерман // Георесурсы. – 2007. – № 3 (22). – С. 18–20.
2. Бурже, Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов / Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну. – М. : Недра, 1988. – 421 с.
3. Разработка нефтяных месторождений путем закачки воздуха в пласт / В. А. Клиничев [и др.] // Нефтяное хоз-во. – 2014. – № 8. – С. 76–81.

4. Кокорев, В. И. О целесообразности применения термогазового метода для разработки залежей, приуроченных к отложениям Баженовской свиты Западной Сибири / В. И. Кокорев // Нефтяное хоз-во. – 2010. – № 7. – С. 88–91.
5. Повжик, П. П. Эффективность технологии термогазового воздействия на пласт при разработке трудноизвлекаемых запасов в низкопроницаемых коллекторах / П. П. Повжик, А. А. Кудряшов, Н. А. Демяненко // Недропользование XXI век. – 2019. – № 3 (79). – С. 176–185.

Получено 25.09.2020 г.