

УДК 622.276.65

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

А. А. Кудряшов, А. О. Цыганков

*РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»*

*БелНИПИнефть, г. Гомель*

Сущность метода термогазового воздействия (ТГВ) 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, т. е. в совмещении теплового и газового воздействия на горные породы. При таком воздействии прогревается нефть и окружающие породы, из нефти выходят легкие фракции, которые, смешиваясь с газами-продуктами окисления, образуют высокоэффективный смешивающийся агент [1], [2].

В Припятском прогибе технология ТГВ реализовывалась на елецко-задонской залежи второго блока Вишанского месторождения. Работы носили опытно-промышленный характер ввиду отсутствия опыта реализации в прошлом. Осуществлялись они в соответствии с Технологической схемой опытно-промышленных 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 м<sup>3</sup>/сут (в поверхностных условиях);
- давление закачки газа на устье скважины № 134 – 10–35 МПа;
- расход закачки воды в скважине № 134 – 24–50 м<sup>3</sup>/сут.

Скважина 134-Вишанская переведена под закачку воздуха в июле 2014 г. с начальной приемистостью 22–24 тыс. м<sup>3</sup>/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 водухонагнетательной 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.

*Первый период* (07.2014–05.2016 гг.), который характеризуется:

- закачкой воздуха в скв. 134 со стабильной приемистостью 22–24 тыс. м<sup>3</sup>/сут при давлении нагнетания 20–22 МПа и затрубном давлении 9–10 МПа;
- ростом забойной температуры по скв. 134 с 53 до 88 °С по результатам промыслово-геофизических исследований (ПГИ);
- выделением группы реагирующих скважин (№ 115, 133, 157n, 165г, 166г и 168n);
- ростом доли содержания азота в пробах скважин опытного участка с 5 до 70–75 % по ближайшим к скв. 134 скв. 165г и 168 и с 5 до 30–40 % по скв. 166г, 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 скв. 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. 1).

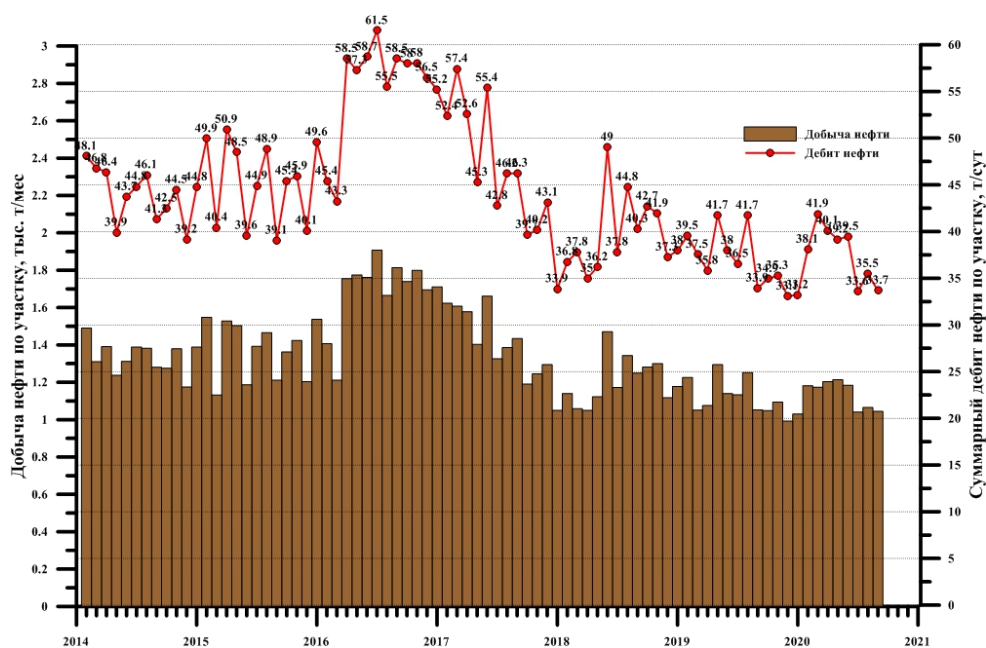


Рис. 1. Динамика добычи и дебита нефти по скважинам опытного участка

С целью увеличения охвата пласта вытеснением в мае 2016 г. в скв. 134-Вишанской был выполнен дострел вишанско-тремлянских слоев задонского горизонта в интервале глубин (2509,3–2522 м). По данным промыслово-геофизических исследований (ПГИ), выполненных после данных работ, приобщенный интервал жидкость не принимал (2 %). После приобщения нижележащего интервала по скв. 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<sub>3el</sub>(dr)) [2].

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

- установлением нарушений эксплуатационной колонны скв. 134 выше интервала перфорации (D<sub>3el</sub>(dr));
- выявлением в скв. 134 (по данным ПГИ 2016 и 2017 гг.) заколонного перетока вверх (78 % в отложения дроздовских слоев);
- снижением среднесуточной приемистости по скв. 134 (с 22–24 тыс. м<sup>3</sup>/сут до 10–12 тыс. м<sup>3</sup>/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/см<sup>3</sup> и глинистые растворы удельным весом 1,9 г/см<sup>3</sup>;
- снижением до базовых величин динамических уровней и пластового давления и, соответственно, среднесуточного дебита нефти по скважинам опытного участка (рис. 1).

Основным параметром оценки эффективности той или иной технологии, применяемой на залежи нефти, служит получение дополнительной добычи нефти (рис. 1). Расчет величины дополнительной добычи нефти, за счет реализации ОПР по термо-

газовому 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 НИЗ: до реализации ОПР по ТГВ среднее значение темпа отборов от НИЗ по опытному участку составляло 3,8 %, после начала реализации ОПР (на рубеже первого и второго периода эксплуатации скв. 134) – 5,0 %. Экстраполяция прироста дебита нефти за первый период на весь срок реализации ОПР (если принять в расчет, что скв. 134 работала со стабильной проектной среднесуточной приемистостью по воздуху весь период реализации ОПР) показывает, что дополнительная добыча нефти могла составить около 5,8 тыс. т. При таком раскладе за 15-летний период прирост КИН по опытному участку (НИЗ по участку = 1680 тыс. т) мог достигнуть 0,0115 ден. ед.

Таким образом, впервые на месторождениях Припятского прогиба была реализована технология термогазового воздействия на залежи нефти с карбонатным типом коллектора, характеризующимся низкой проницаемостью. Проанализировав информацию, представленную в данной работе, можно сделать следующие выводы:

1. Подтверждено протекание в рассматриваемой залежи нефти самопроизвольных внутрислоевых окислительных процессов с низкой начальной пластовой температурой ( $t = 56\text{ }^{\circ}\text{C}$ ).

2. С технологической точки зрения опытно-промысловые работы 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 скв. 134 с проектной приемистостью).

3. Основной причиной резкого снижения пластового давления и динамических уровней по реагирующим скважинам является необеспечение стабильной среднесуточной приемистости по воздуху в скв. 134 на уровне проектных показателей (проект – 24 тыс. м<sup>3</sup>/сут, факт за весь период реализации ОПР – 20,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут).

В результате невыполнения проектных решений эффект от реализации ОПР по термогазовому воздействию на Вишанском месторождении оказался кратковременным.

#### Л и т е р а т у р а

1. Боксерман, А. А. Термогазовый метод увеличения нефтеотдачи / А. А. Боксерман // Георесурсы. – 2007. – № 3 (22). – С. 18–20.
2. 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.