

**ОБОБЩЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ
ВОДОГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ
НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ В УСЛОВИЯХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА
И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ**

А.В. Серебrenников, П.П. Повжик
(РУП «ПО «Белоруснефть»)
Н.А. Демяненко
(БелНИПИнефть)

Одним из эффективных направлений воздействия на пласт, способствующих повышению эффективности выработки рассеянных запасов нефти, является применение для ПНП газовых и водогазовых технологий. Успешность реализации технологий газового и водогазового воздействия определяется не только геологическими критериями их применимости, но и во многом зависит от свойств и состава агента воздействия, способа его подготовки, согласованности режимов нагнетания вытесняющего агента и отбора жидкости по реагирующему участку залежи [1-3].

В период с 2011-го по 2014 г. в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» проведен большой объем исследований: фильтрационных, на керновом материале, опытно-промысловых на скважинах и теоретических (на гидродинамических моделях) по оценке эффективности применения водогазовых технологий для месторождений нефти Припятского прогиба. В качестве рабочих агентов рассматривались азот, углекислый и отбензиненный (сухой) углеводородный газ [4]. Рассмотрим результаты этих экспериментов.

1. Фильтрационные исследования, на керновом материале, по оценке коэффициентов вытеснения нефти газом выполнены с сухим углеводородным газом, углекислым газом и азотом

1.1 Отбензиненный (сухой) углеводородный газ

Для термобарических условий задонской залежи (VIII пачка) Речицкого месторождения проведены два фильтрационных эксперимента по технологии водогазового воздействия. Модели имели проницаемость по газу 18,9 и 23,2 мД. В эксперименте 1 довытеснение нефти проводилось путем закачки восьми оторочек газ-вода, с объемом каждой оторочки 12,4 % порового объема модели. На второй модели довытеснение нефти проводилось закачкой одной оторочки газа, объемом 187 % порового объема. По результатам исследований было установлено, что при чередующихся объемах закачки оторочек газ-вода прирост коэффициента нефтьвытеснения достиг 19,6 %, при довытеснении чистым газом – 14,7 %,

по сравнению с вытеснением водой. Проведенные эксперименты показали, что эффективность довытеснения нефти чистым газом ниже по сравнению с вытеснением оторочками нефть-вода. Последнее, по-видимому, связано с тем, что подвижность газа значительно выше, чем подвижность оторочек газ-вода, и не обеспечивает значительного увеличения охвата керновой модели вытеснением.

1.2 Диоксид углерода

С диоксидом углерода фильтрационные исследования на керновых моделях пласта были проведены для условий воронежских, ланско-старооскольских отложений Речицкого и ланско-старооскольских отложений Барсуковского месторождений. Ввиду того, что в термобарических условиях рассматриваемых объектов диоксид углерода находится в фазовом состоянии сверхкритической жидкости, он обеспечивает режим полной смесимости и высокие коэффициенты вытеснения нефти (до 95 %). Всего выполнено более 20 экспериментов.

По результатам исследований на керновых моделях воронежских коллекторов Речицкого месторождения (проницаемость по нефти $(1,1-1,79) \cdot 10^{-3}$ мкм²) установлено, что при закачке в модель после ее полного обводнения оторочки (пачки) диоксида углерода в объеме от 7 до 25 % порового объема модели и довытеснения ее водой, прирост коэффициента вытеснения нефти составлял от 13 до 30 % соответственно, по сравнению с вытеснением нефти водой. Отмечается практически прямая зависимость прироста коэффициента вытеснения от относительного объема вытесняющих оторочек диоксида углерода. При увеличении объема оторочек воздействия от 7 до 12 % от объема пор, коэффициент вытеснения увеличивается на 12,6-23,8 % соответственно.

Эксперимент вытеснения нефти диоксидом углерода в условиях коллекторов ланско-старооскольской залежи Речицкого месторождения (керновая модель с проницаемостью по нефти $5,29 \cdot 10^{-3}$ мкм²) показал, что коэффициент вытеснения нефти достигает 0,739 д. ед. при коэффициенте вытеснения нефти водой равном 0,603 д. ед.

Вытеснение нефти диоксидом углерода на керновой модели ланско-старооскольских отложений Барсуковского месторождения (проницаемость модели по нефти $1,4 \cdot 10^{-3}$ мкм²) позволило достичь коэффициента вытеснения 0,941 д. ед. Коэффициент вытеснения нефти водой составлял 0,725 д. ед. Прирост коэффициента вытеснения нефти при вытеснении ее диоксидом углерода из терригенных коллекторов ланско-старооскольских залежей может достигать 0,126-0,216 д. ед.

1.3 Азот

Фильтрационные исследования на керновых моделях пласта с азотом были проведены для термобарических условий ланско-старооскольских, задонских (VIII пачка) отложений Речицкого и петриковско-задонских отложений Давыдовского месторождений. Всего выполнено более 30 экспериментов.

По результатам исследований было установлено, что:

– в условиях ланско-старооскольских отложений Речицкого месторождения для моделей пласта с проницаемостью по нефти $(0,11-1,14) \cdot 10^{-3}$ мкм² в различных вариантах реализации (вода-газ-вода, газ-вода-газ, вода-водогазовая оторочка-вода) применение азота обеспечивает прирост коэффициента вытеснения (по сравнению с заводнением) на 4,7-11,8 %, максимальный прирост коэффициента вытеснения обеспечивает последовательная закачка оторочек вода-азот-вода;

– в условиях задонских (VIII пачка) отложений Речицкого месторождения для моделей пласта с проницаемостью по нефти $(0,04-2,77) \cdot 10^{-3}$ мкм² в различных вариантах реализации (вода-азот-вода, газ-вода-газ) применение азота обеспечивает прирост коэффициента вытеснения (по сравнению с заводнением) на 7,3-11,6 %, максимальный прирост коэффициента вытеснения обеспечивает последовательная закачка оторочек вода-азот-вода;

– в условиях петриковско-задонской залежи Давыдовского месторождения для моделей пласта с проницаемостью по нефти $(0,27-2,27) \cdot 10^{-3}$ мкм² в различных вариантах реализации (вода-газ-вода, газ-вода-газ) применение азота обеспечивает прирост коэффициента вытеснения (по сравнению с заводнением) на 6,2-10,4 %, максимальный прирост коэффициента вытеснения обеспечивает последовательная закачка оторочек вода-азот-вода.

Для термобарических условий воронежской залежи Речицкого месторождения исследования по определению коэффициента нефтевытеснения водоазотной смесью выполнены на насыпных моделях пласта. Проницаемость моделей пласта по нефти составляла $0,7 \cdot 10^{-3}$ мкм². Газосодержание водоазотной смеси находилось в пределах 20-30 %. Прирост коэффициента вытеснения нефти изменялся в пределах от 10,4 до 10,6 %.

Фильтрационные исследования на керновых моделях залежей нефтяных месторождений Припятского прогиба показали, что по эффективности довытеснения остаточной нефти газом, после предельного обводнения модели при вытеснении водой, исследованные газы располагаются в следующей последовательности: азот (до 10,6-11,8 %) – отбензиненный углеводородный газ (до 19,6 %) – углекислый газ (до 30 %). Наиболее эффективны схемы довытеснения нефти чередованием оторочек газ-вода-газ-вода. Поскольку дешевые источники углекислого газа в регионе Припятского прогиба отсутствуют, а отбензиненный газ является товарным продуктом, наиболее перспективным направлением развития ПНП по водогазовым технологиям считается использование азота.

2. Опытнo-промысловые эксперименты на скважинах проводились с использованием в качестве вытесняющего агента азота

Промысловые эксперименты проводились в двух направлениях для:

– определения давлений на устье нагнетательных скважин при закач-

ке газовых и водогазовых смесей и характера изменения коэффициента охвата пласта закачкой;

– оценки технологической эффективности газовых технологий в промысловых условиях.

2.1 Определение давлений на устье нагнетательных скважин при закачке газа, водогазовых смесей и возможности реализации технологии с использованием имеющихся на предприятии компрессорных установок

Для этих целей использовались имеющиеся в РУП «ПО «Белоруснефть» азотные компрессорные установки. Основной задачей проведения ОПР являлась:

– оценка возможности реализации закачки азота с использованием передвижных азотно-компрессорных станций ТГА-10/250, ТГА-20/250, азотной установки А-100;

– исследование параметров процесса закачки азота (приемистость скважин по газу, динамика устьевого и забойного давления на различных режимах закачки с применением эжектора и без эжектора).

2.2.1 Добывающая скважина 134 Вишанского месторождения

13.09.2012 начаты опытно-промысловые работы (ОПР) по закачке азота в межселевую залежь второго блока на скважине 134 Вишанского месторождения. В период с 22.09.2012 по 01.10.2012 закачка азота производилась с использованием компрессорной станции ТГА-10-25. В процессе закачки 24.09.2012 было зафиксировано давление в затрубном пространстве $P = 9$ МПа. Далее с 01.10.2012 продолжили закачку азота с использованием установки А-100. Буферное давление на устьевом манометре в момент начала закачки составило 16,3 МПа, на глубине ВДП (2481 м) – 21,0 МПа. Мгновенный расход установки 10,4 $\text{м}^3/\text{мин}$. Давление в затрубном пространстве – 10,5 МПа. Максимальное давление на устье в процессе закачки азота достигало 20,9 МПа. По результатам проведения ОПР в скважину 134 Вишанского месторождения за весь период было закачено 63245 м^3 азота.

2.2.2 Нагнетательная скважина 258 Речицкого месторождения

Опытно-промысловые работы (ОПР) по закачке азота в скважину 258 (II пачку воронежского горизонта) Речицкого месторождения выполнялись в три подхода:

- 1) 17-18 декабря 2012 г. с использованием ТГА-10/250;
- 2) 29-30 декабря 2012 г. с использованием ТГА-10/250 и А-100;
- 3) 11 января 2013 г. с использованием ТГА-20/250 и А-100.

За весь период опытно-промысловых испытаний в скважину 258 было закачено 19162 м^3 азота в поверхностных условиях, что соответствует 74 м^3 в пластовых условиях.

В период проведения работ были определены технологические показатели процесса закачки азота на установившихся режимах:

– при расходе азота 20 $\text{м}^3/\text{мин}$ устьевое давление составляет 23 МПа, на ВДП – 29,5 МПа. Репрессия на пласт составила 3,65 МПа, коэффи-

циент приемистости по азоту – 30,5 м³/(сут*МПа);

– при расходе азота 30 нм³/мин устьевое давление составляет 26,3 МПа, на ВДП – 32,9 МПа. Репрессия на пласт составила 7,05 МПа, коэффициент приемистости по азоту – 23,7 м³/(сут*МПа).

2.2.3 Нагнетательная скважина 250 Речицкого месторождения

Цель работ:

– оценить возможность реализации закачки водоазотной смеси с использованием эжектора конструкции БелНИПИнефть и передвижной азотно-компрессорной станции;

– исследовать параметры процесса закачки водоазотной смеси;

– оценить технологические показатели при закачке в скважину ВГС и воды оторочками.

В период с 22 по 27 ноября 2013 г. на скважине 250 (II пачка воронежского горизонта) проведены опытно-промысловые работы по закачке мелкодисперсной водоазотной смеси (МДВАС) как непрерывно, так и оторочками ВГС-вода. В результате установлено, что:

1) Для обеспечения устойчивой закачки ВГС с содержанием газа около 75 % давление закачки на устье скважины должно составлять не менее 32 МПа.

2) При поддержании газосодержания в ВГС на уровне 30-40 % устьевое давление закачки будет составлять 23-25 МПа при забойном давлении 42-43 МПа на глубине 2560 м.

3) Экспериментально подтверждена возможность с использованием эжектора конструкции БелНИПИнефть качественного приготовления и закачки в скважину ВГС при соотношении газ: вода вплоть до 3:1.

4) Для обеспечения формирования ВГС с высоким содержанием газовой фазы необходимо превышение давления нагнетания воды над давлением на выходе из эжектора.

2.2.4 Промысловые работы по приготовлению и закачке водогазовых смесей с использованием эжектора на Речицком и Давыдовском нефтяных месторождениях

Эксперименты проводились в мае-июне 2014 г. на скважинах 185s2, 253 Речицкого и 82s3 Давыдовского месторождений. Опробовалась технология водоазотного воздействия.

ОПР по закачке водоазотных смесей, азота и воды оторочками на скважине 185s2 Речицкого месторождения (VIII пачка межсолевых отложений) проводились в период 16-25 июля 2014 г. Работы выполнены в 2 этапа:

1) Приготовление (с различным газосодержанием) и закачка водоазотной смеси с использованием эжектора конструкции БелНИПИнефть.

2) Закачка азота и воды оторочками до стабилизации параметров закачки.

Выводы по результатам работ на скважине 185s2 Речицкого месторождения:

1) Экспериментально подтверждена возможность закачки в скважину ВГС с использованием эжектора конструкции БелНИПИнефть. Оборудование эффективно работает в режиме инъекции азота при объемной скорости закачки воды от 100 м³/сут и более при среднем газосодержании водогазовой смеси 36-50 %.

2) Газосодержание ВГС в пластовых термобарических условиях при давлении нагнетания азота 22 МПа составляет 49,2 %.

3) Закачка азота и воды оторочками обеспечивает газосодержание за цикл в термобарических условиях пласта на уровне 48 %.

4) Основные проблемы, отмеченные при проведении ОПР, связаны с эксплуатационными особенностями азотно-компрессорной станции ТГА-10/250:

– периодическое отключение из-за перегрева. Основная причина перегрева оборудования – погодные условия (дневная температура в тени в период проведения ОПР достигала значений более 30°С);

– невозможность регулирования объемного расхода газа в необходимом диапазоне значений;

– развиваемое максимальное давление при длительной эксплуатации – не более 22 МПа.

На скважине 253 Речицкого месторождения (ланско-старооскольская залежь западного блока) 16-17 мая 2014 г. выполнена пробная закачка азота и воды оторочками, а в период 20-28 мая 2014 г. – закачка водоазотной смеси.

Выводы по результатам работ на скважине 253 Речицкого месторождения аналогичны выводам, полученным при закачке ВГС на скважине 185s2 Речицкого месторождения.

На скважине 82s3 Давыдовского месторождения 11-19 июня 2014 г. были реализованы ОПР (межSOLEВАЯ залежь) по закачке водоазотных смесей, азота и воды оторочками.

Мероприятия реализованы в два этапа:

1) Приготовление и закачка на установившихся режимах с различным газосодержанием водоазотной смеси с использованием эжектора конструкции БелНИПИнефть.

2) Закачка азота и воды оторочками до стабилизации параметров закачки.

Выводы по результатам работ на скважине 82s3 Давыдовского соответствуют выводам, полученным по результатам работы на скважинах 253 и 185s2 Речицкого месторождения.

2.3 Оценки технологической эффективности газовых технологий

2.3.1 Семилукская залежь Осташковичского месторождения

Работы по закачке МДВАС выполнялись на семилукской залежи Осташковичского месторождения в период с 4 по 24 февраля 2011 г. Закачка смеси воды и азота производилась в нагнетательную скважину 272, расположенную в западной законтурной части залежи.

Перед промысловым экспериментом ставились следующие задачи:

- 1) Изучить гидродинамические характеристики закачки МДВАС.
- 2) Адаптация конструкции эжекционно-диспергирующего устройства (ЭДУ).
- 3) Исследования распределения фаз (воды и газа) по интервалу перфорации.
- 4) Изучение скорости фильтрации смеси в пласте во времени, поступления азота к добывающим скважинам и влияние на режим работы ЭЦН.
- 5) Оценка технологической эффективности воздействия.

Для проведения эксперимента использовался передвижной компрессор ПКСА 9/20. Отличительной особенностью системы разработки залежи являются значительные расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами. В частности, ближайшая добывающая скважина 208 расположена от нагнетательной скважины 272 на расстоянии 1137 м, скважины 274 и 215 – на расстоянии 2603 и 3261 м соответственно.

За рассматриваемый период суммарный объем закачанного газа в поверхностных условиях составил 232535 м³ (в пластовых условиях – 970 м³), воды – 3600 м³ при среднем газосодержании в пластовых условиях 21-22 %. Во время закачки МДВАС наблюдалось изменение профиля приемистости скважины 272. Дополнительная добыча нефти от проведения ВГВ по состоянию на 01.08.2011 составила 416 т. Эффект оценивался по скважинам 208, 274, 215, 212, 210s2 и 206. В целом за период с марта по июль прирост добычи нефти наблюдался по скважинам 208 и 274.

В результате выполненного эксперимента установлено:

- 1) Возможность закачки в пласт водоазотной смеси с применением эжекционно-диспергирующего устройства при газосодержании МДВАС в пластовых условиях 21-22 %.

- 2) Изменение профиля приемистости (вначале профиль приемистости увеличился, а затем уменьшился) и сохранение пузырьковой структуры МДВАС в интервале перфорации.

- 3) Увеличение содержания азота в отбираемых пробах газа по добывающим скважинам не произошло, т.е. в период наблюдения фронт движения МДВАС к добывающим скважинам не подошел.

2.3.2 Семилукская залежь восточного блока Тишковского месторождения

На семилукской залежи восточного блока Тишковского месторождения работы по закачке МДВАС выполнялись тремя циклами. В период с 4 по 27 мая 2011 г. закачку проводили с диспергированием водоазотной смеси с применением эжектора при среднем газосодержании в пластовых условиях 23 %. В период с 7 по 26 июня закачка водоазотной смеси велась с применением эжектора и струйного диспергатора, в период с 27 июня по 2 июля в режиме импульсной закачки при среднем газосодержании 28 %. Закачка смеси производилась в приконтурную нагнетательную скважину 56, расположенную в северо-западной части залежи. За весь рассматриваемый период суммарный объем закачанного газа в

поверхностных условиях составил 537280 м³ (в пластовых условиях – 2074,4 м³), воды – 6543 м³. Среднее газосодержание МДВАС в пластовых условиях составило 24 %.

Эффективность работ по состоянию на 01.08.2011 оценивается в 230 т дополнительно добытой нефти. Наибольший эффект достигнут по скважине 9130 (обводненность снизилась с 96,2 до 91,7-86 %, дебит нефти увеличился с 2,7 до 5,1-8,4 т/сут).

В результате выполненного эксперимента по семилукской залежи восточного блока Тишковского месторождения подтверждены выводы, полученные по результатам работ на скважине 272 Осташковичского месторождения.

2.3.3 Нагнетательная скважина 128 Речицкого месторождения

Закачка мелкодисперсной водоазотной смеси (МДВАС) выполнялась на залежи VII-IX пачек задонского горизонта Речицкого месторождения с 24 февраля по 6 июля 2012 г. в нагнетательную скважину 128, расположенную в центральной части залежи.

Накопленный объем закачки азота в скважину 128 составил 1375640 м³ в поверхностных условиях (9003 м³ в пластовых условиях), накопленный объем закачки воды – 19586,8 м³, время закачки – 134 сут. Суммарный объем закачки водоазотной смеси в пластовых условиях составляет 28590 м³. Среднее газосодержание смеси в пластовых условиях – 30 %. Закачанный объем смеси составляет примерно 0,6 % от поровой емкости пласта. Объем порового пространства в зоне влияния нагнетательной скважины 128 – 4730 тыс. м³.

Во время закачки МДВАС наблюдается изменение профиля приемистости скважины 128. После начала закачки МДВАС мощность принимающих интервалов уменьшилась с 18 до 2-6 м. Сокращение происходит в границах интервала 2112-2119 м, характеризовавшегося до начала ВГВ как интервал, принимающий наибольший объем закачиваемой в скважину 128 воды (80 %).

Сопоставление результатов трассерных исследований, путем закачки трассеров в скважину 128 до ОПР (02.11.2011) и во время проведения ОПР (от 21.03.2012), показало, что:

1) В направлении большинства окружающих добывающих скважин в той или иной степени произошло изменение скоростей прихода основных порций индикатора.

2) Количественный вынос индикатора по одним и тем же добывающим скважинам изменился.

3) В направлении большинства добывающих скважин количество систем каналов фильтрации, по которым происходит движение меченой жидкости, также изменилось.

В то же время за период выполнения ОПР по многим добывающим скважинам, окружающим скважину 128, были проведены ГТМ. Это привело к увеличению отборов жидкости по участку ОПР с 18-19 тыс. т в

декабре 2011 г. – январе 2012 г. до 22,0-22,5 тыс. т в феврале-мае 2012 г. и росту обводненности продукции в среднем по участку с 38 до 45 %. Возможно, выполненные ГТМ и увеличившиеся отборы жидкости повлияли и на перераспределение фильтрационных потоков при трассерных исследованиях.

Эффективность работ по закачке мелкодисперсной водоазотной смеси рассчитывалась по характеристикам вытеснения. Эффект оценивался по близлежащим добывающим скважинам (100, 289г, 286, 187, 139, 136, 127, 224, 94с3), при среднем расстоянии до ближайших из них около 500 м. Эффект от работ по закачке мелкодисперсной водоазотной смеси по состоянию на 01.08.2012 составил 158 т.

Выполненный эксперимент на участке нагнетательной скважины 128 по закачке МДВАС следует признать не совсем удачным, в связи с воздействием на залежь через ряд добывающих скважин, на которых выполнялись ГТМ. В то же время в результате эксперимента установлены:

1) Возможность закачки в пласт водоазотной смеси с применением эжекционно-диспергирующего устройства при газосодержании МДВАС в пластовых условиях 30 %.

2) Изменение профиля приемистости (вначале профиль приемистости увеличился, а затем уменьшился).

3) Увеличение содержания азота в отбираемых пробах газа по добывающим скважинам не произошло, т.е. в период наблюдения фронт движения МДВАС к добывающим скважинам не подошел.

3. Оценка эффективности водогазового воздействия путем геолого-гидродинамического моделирования

3.1 Расчет вариантов и оценка эффективности закачки водогазовой смеси на основе композиционной гидродинамической модели двойной пористости залежи VII-IX пачек Речицкого месторождения

Для залежи VII-IX пачек Речицкого месторождения выполнена оценка эффективности ПНП с использованием отбензиненного газа на основе композиционной гидродинамической модели двойной пористости. Нагнетание водогазовой смеси велось в центральную часть залежи, через нагнетательные скважины: 120, 124, 128, 133 и 140, данные скважины были объединены в единую группу. Расчеты выполнены по следующим вариантам воздействия: вариант 1 – закачка ВГС с содержанием газа 33,3 % в объеме потока в пластовых условиях; вариант 2 – ВГС с 50 % газа в объеме потока в пластовых условиях; вариант 3 – ВГС с 66,7 % газа в объеме потока в пластовых условиях; вариант 4 – закачка 100 % газа в пластовых условиях; вариант 5 – закачка лишь добываемого объема «сухого» газа в пласт; вариант 6 – закачка лишь добываемого объема «жирного» газа в пласт; вариант 7 – переменная (циклическая) закачка воды и газа; вариант 8 – закачка водогазовой смеси только в одну скважину (скважина 124). В результате установлено:

1) Водогазовое воздействие позволяет более эффективно вытеснять нефть в сравнении с традиционным заводнением или вытеснением нефти газом.

2) В процессах фильтрации, при поочередной закачке отбензиненного газа и воды, превалирует так называемый эффект Жамена.

3) Закачка отбензиненного газа оторочками газ – вода обеспечивает прирост коэффициента вытеснения на уровне 10,6-14,1 %, по сравнению с вытеснением водой.

Наиболее эффективным является вариант с реализацией водогазового воздействия при соотношении газа и воды 1:3. Дополнительная добыча нефти для залежи VII-IX пачек Речицкого месторождения может составить 883,5 тыс. т, при этом прирост коэффициента извлечения нефти, по сравнению с базовым вариантом (вытеснением водой), может увеличиться на 10,3 %.

3.2 Воронежская залежь Золотухинского месторождения

Для воронежской залежи Золотухинского месторождения выполнена оценка эффективности внедрения технологии довытеснения нефти из пласта с применением CO₂. Моделирование выполнялось на основе композиционной гидродинамической модели двойной пористости с закачкой оторочек газа и воды с приемистостью 40 м³/сут в пластовых условиях. Соотношение объемов оторочек воды и газа было принято 4:1. ВГВ осуществлялось через скважину 64. Охват воздействием распространяется на скважины 111, 115, 118, 74S2. Суммарная добыча нефти по данным скважинам при закачке 16,4 % порового объема CO₂ составляет 97,12 тыс. т, что на 6,4 % выше, чем при заводнении – 91,3 тыс. т. Дополнительная добыча на 1 т закачанного в пласт CO₂ в среднем составит 0,327 т нефти.

3.3 Центральный участок воронежской залежи Речицкого месторождения

Рассмотрена довыработка запасов воронежской залежи с применением азота и углекислого газа.

С целью оценки степени влияния на эффективность ВГВ объемов оторочек азота и воды были просчитаны прогнозные варианты со следующими соотношениями оторочек: вариант 1 – 100 % азота; вариант 2 – 75 % азота и 25 % воды; вариант 3 – 50 % азота и 50 % воды; вариант 4 – 25 % азота и 75 % воды; вариант 5 – 100 % воды.

В качестве объектов под нагнетание газа на центральном участке залежи выбраны действующие нагнетательные скважины 252, 250 и 81. Рассмотрены следующие варианты технологических схем организации водогазового воздействия (ВГВ): закачка водогазовой смеси (ВГС) в скважину 250, в скважины 252 и 81 закачивается вода; закачка ВГС в скважину 252, в скважины 250 и 81 закачивается вода; закачка ВГС в скважину 81, в скважины 250 и 252 закачивается вода; попеременная закачка ВГС и воды в скважины 250, 252 и 81; одновременная закачка ВГС в скважины 81, 250 и 252.

Из рассмотренных вариантов технологических схем по результатам гидродинамического моделирования наиболее эффективным представляется вариант закачки водоазотной смеси в скважины 250, 252 и 81 одновременно в соотношении 75 % газа и 25 % воды.

Дополнительная добыча от реализации выбранного оптимального варианта за 77 лет составит 291,4 тыс. т нефти, инвестиции – 2,5 млн долл. США, срок окупаемости затрат 10,3 г.

Эффективность ВГВ с применением CO_2 на выбранном участке оценивалась с использованием композиционной гидродинамической модели. С целью выбора наиболее оптимального соотношения объемов оторочек газа и воды, были просчитаны варианты в соотношениях CO_2 : вода: 1:0, 1:1, 1:2, 1:3, 1:4 и 3:1 с одновременной закачкой оторочек в скважины 81, 250 и 252. По результатам моделирования оптимальным вариантом с точки зрения максимальной дополнительной добычи нефти является вариант с соотношением CO_2 и воды 1:3. Дополнительная добыча нефти по данному варианту ожидается на уровне 24,4 тыс. т (0,254 т нефти на 1 т закачанного газа). При реализации проекта в качестве источника получения CO_2 рассмотрено использование дымовых газов ТЭЦ БГПЗ. Ожидаемые суммарные затраты на реализацию проекта за 15 лет составят более 10 млн долл. США. При ожидаемой дополнительной добыче нефти 24,4 тыс. т экономический эффект будет отрицательным и составит минус 2,75 млн долл. США.

Так как, указывалось выше, основным рабочим агентом при водогазовом воздействии в пределах Припятского прогиба может быть только азот, на гидродинамических моделях выполнили исследование эффективности водогазового воздействия с применением азота для межсолевой залежи Давыдовского, ланско-старооскольской залежи и залежи VII-IX пачек Речицкого месторождения. Рассмотрим результаты этих исследований.

3.4 Межсолевая залежь Давыдовского месторождения

Моделирование проводилось на композиционной гидродинамической модели. Под нагнетание газа выбраны восемь действующих нагнетательных скважин 82s3, 100, 110, 63, 59, 79, 87, 67.

С целью оценки степени влияния на эффективность ВГВ объемов оторочек газа и воды были просчитаны варианты со следующими соотношениями вытесняющих агентов: вариант 1 – 100 % азота; вариант 2 – 75 % азота и 25 % воды; вариант 3 – 65 % азота и 35 % воды; вариант 4 – 50 % азота и 50 % воды; вариант 5 – 45 % азота и 55 % воды; вариант 6 – 25 % азота и 75 % воды; вариант 7 – 100 % воды.

Для оценки степени влияния на эффективность ВГВ попеременной и одновременной закачки азота и воды, рассчитаны следующие варианты: вариант 1: попеременная закачка азота и воды в соотношении 65 % на 35 %, 50 % на 50 %, 25 % на 75 % (в течение месяца производится закачка азота, а в течение следующего месяца – закачка воды, с последующим их чередованием); вариант 2: одновременная закачка азота и воды в нагне-

тательную скважину в соотношении 75 % на 25 %, 50 % на 50 %, 45 % на 55 % (при среднесуточной закачке газа 5500 м³/сут) и 75 % на 25 %, 50 % на 50 %, 25 % на 75 % (при среднесуточной закачке газа 1000 м³/сут).

Исследовано также влияние на эффективность ВГВ длительности периодов закачки оторочек агентов по следующей серии возможных вариантов: вариант 1: в течение одного месяца производится закачка азота, а в течение следующего месяца – закачка воды, с последующим их чередованием; вариант 2: аналогично первому варианту с длительностью периодов закачки воды три месяца; вариант 3: аналогично первому варианту с длительностью периодов закачки воды пять месяцев.

Для условий разработки карбонатного коллектора межсолевой залежи Давыдовского месторождения оптимальным вариантом организации водогазового воздействия является вариант с нагнетанием ВГС в соотношении 75 % азота и 25 % воды в скважины 87, 110 и в соотношении 50 % азота и 50 % воды для скважины 82s3. Дополнительная добыча нефти за 15 лет разработки может составить 39,6 тыс. т, а к концу разработки (2074 г.) – 210 тыс. т. Ожидаемый прирост КИН может быть на уровне 0,023 д. ед.

3.5 Ланско-старооскольская залежь Речицкого месторождения

В качестве объектов под нагнетание газа на терригенном коллекторе ланско-старооскольской залежи Речицкого месторождения были выбраны действующие нагнетательные скважины 253, 234 и 77s2. Расчет выполнялся по вариантам, аналогичным выше приведенным вариантам для межсолевой залежи Давыдовского месторождения.

В результате выполненных модельных исследований установлено, что для условий терригенного коллектора ланско-старооскольской залежи Речицкого месторождения ни один из приведенных выше вариантов ВГВ не дает положительного эффекта.

3.6 Залежь VII-IX пачек Речицкого месторождения

Для условий разработки карбонатного коллектора межсолевой залежи Речицкого месторождения оптимальным вариантом организации водогазового воздействия является вариант с нагнетанием ВГС в соотношении 25 % азота и 75 % воды в нагнетательные скважины 185s2, 120, 124, 128, 133, 140, 314. Дополнительная добыча нефти к концу разработки (2090 г.) может составить 716 тыс. т. Ожидаемый прирост КИН может быть на уровне 0,026 д. ед.

Как видно из приведенного обзора в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», проведен достаточно большой объем фильтрационных, промысловых, численных исследований по оценке эффективности ПНП с газовыми технологиями. Выполненные исследования показывают, что в условиях последней стадии разработки ряда залежей есть перспективы эффективного внедрения технологий увеличения нефтеотдачи с применением водогазовых технологий. Из исследованных газов и залежей наиболее перспективным видится организация увеличения

нефтеотдачи с применением технологии закачки водогазовых смесей с рабочим агентом азота на центральном участке воронежской залежи, залежи VII-IX пачек Речицкого месторождения и межсолевой залежи Давыдовского месторождения.

Для дальнейшего понимания перспектив повышения нефтеотдачи пластов в условиях нефтяных месторождений с применением водогазового воздействия необходимо с учетом опыта выполненных работ по месторождениям Припятского прогиба и других нефтегазодобывающих регионов определить основные критерии успешного ВГВ, выполнить ранжирование залежей по этим критериям и подготовить программу перспективного развития технологий.

Список литературы

1. Вафин, Т.Р. Совершенствование технологий водогазового воздействия на пласт на нестационарном режиме : дис. на соиск. уч. ст. к.т.н. Бугульма / Т.Р. Вафин ; ТатНИПИнефть, 2016. – 122 с.
2. Шкандратов, В.В. Обобщение результатов водогазового воздействия на Восточно-Перевальном месторождении / В.В. Шкандратов, Н.А. Демяненко, Д.А. Астафьев, Е.Н. Мальшаков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 9. – С. 77-85.
3. Демяненко, Н.А. Результаты и эффективность развития водогазового воздействия на Восточно-Перевальном месторождении / Н.А. Демяненко, Н.П. Захарова, Е.Н. Мальшаков, Д.А. Шестаков // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 2. – С. 13-21.
4. Демяненко, Н.А. Опыт оценки эффективности водогазовых технологий на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» / Н.А. Демяненко, А.В. Серебренников, П.П. Повжик // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 1. – С. 62-64.