

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.115-121>

УДК 622.276.43

Расширение опыта применения технологии нестационарного заводнения с применением технологии изменения направления фильтрационного потока на примере месторождения Северные Бузачи

Э.М. Альмухаметова

Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском, Октябрьский, Россия
E-mail: elikaza@mail.ru

Последние несколько лет проводятся работы по изучению эффективности технологии нестационарного воздействия (НЗ) на месторождении высоковязкой нефти Северные Бузачи (Республика Казахстан). Доказано, что данная технология при разработке коллекторов высоковязкой нефти достаточно эффективна, однако для того чтобы постоянно поддерживать высокий технологический эффект, требуется постоянная модификация данной технологии, поскольку ей присуща характерная особенность быстрого «старения».

Дальнейший поиск условий эффективного применения технологии НЗ на залежах высоковязкой нефти можно проводить в двух направлениях: реализация НЗ на новых участках с другими фильтрационно-емкостными параметрами и изменение параметров технологии НЗ (включая комбинирование с другими технологиями) на участках, где уже применяется данная технология. На месторождении Северные Бузачи используются оба подхода.

Так, положительный опыт применения нестационарного заводнения в сочетании с технологией изменения направления фильтрационного потока на участке седьмого блока месторождения Северные Бузачи позволил рекомендовать новые участки для реализации подобной технологии. С участием автора данной работы была разработана и внедрена программа нестационарного заводнения на участке шестого блока (юг) первого эксплуатационного объекта.

Ключевые слова: скважина, высоковязкая нефть, нестационарное заводнение, изменение направления фильтрационного потока, дебит нефти, обводненность продукции, поддержание пластового давления, приемистость скважины

Для цитирования: Альмухаметова Э.М. (2018). Расширение опыта применения технологии нестационарного заводнения с применением технологии изменения направления фильтрационного потока на примере месторождения Северные Бузачи. *Георесурсы*, 20(2), с. 115-121. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.115-121>

На месторождении высоковязкой нефти Северные Бузачи (Республика Казахстан) с целью поддержания постоянного высокого технологического эффекта от применения технологии нестационарного воздействия рационально ее комбинирование с другими технологиями (Оганджянц, 1969; Zhang et al., 2010; Zhdanov et al., 1996).

Рассмотрим опыт применения технологии нестационарного воздействия в сочетании с технологией изменения направления фильтрационного потока (ИНФП) на участке шестого блока (южная часть первого эксплуатационного объекта).

Основные геолого-физические характеристики первого эксплуатационного объекта месторождения Северные Бузачи (юрские горизонты Ю1 и Ю2) представлены в таблице 1. Основными отличительными чертами геологического строения залежи является высокая средняя проницаемость коллектора, высокая послойная неоднородность поля проницаемости, высокая вязкость пластовой нефти.

Структура запасов нефти юрских отложений в районе участка НЗ (Рис. 1) шестого блока месторождения Северные Бузачи представлена на рисунке 2.

Структуризация запасов проводится по следующим основным показателям: проницаемости, послойной неоднородности, зональной неоднородности коллектора, типу залежи, показателю глинистости коллектора. Интервалы изменения показателей, делящие исследуемые величины на группы, определялись на основе статистических распределений параметров ФЕС. В ходе анализа особенностей геологического строения залежей нефти горизонтов месторождения Северные Бузачи (Научно-техническое сопровождение разработки месторождения Северные Бузачи, 2014) было установлено, что основными параметрами, определяющими возможные осложнения в разработке месторождения, являются наличие обширных контактных водонефтяных зон, высокая послойная неоднородность проницаемостных свойств коллектора, зональная неоднородность проницаемости. Поэтому особый интерес представляет изучение распределения запасов нефти по этим параметрам (Альмухаметова, 2016).

На рисунке 2а видно, что для пластов юрских отложений более 71% запасов нефти участка сосредоточено в коллекторах с высокой и сверхвысокой средней по разрезу проницаемостью. В низкопроницаемых зонах расположена незначительная доля запасов (2%). Участок достаточно однороден по проницаемости по латерали.

Параметры	I объект
Средняя глубина залегания, м	470
ГНК, м	428-436
Тип залежи	пластовая сводовая тектонически - экранированная
Тип коллектора	терригенно - поровый
Средняя общая толщина, м	47.6
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	20.8
Средняя газонасыщенная толщина, м	4.6
Средняя пористость, д.ед.	0.34
Средняя проницаемость, мкм ²	2.43
Коэффициент начальной нефтенасыщенности, д.ед.	0.73
Коэффициент песчаности, д.ед.	0.42
Коэффициент расчлененности, д.ед.	5.9
Начальная пластовая температура, град. С	29.7
Начальное пластовое давление, МПа	5.8
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	380
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0.92
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1.029
Давление насыщения нефти газом начальное (текущее), МПа	3.97 (2.29)
Газосодержание начальное (текущее), м ³ /т	11.8 (7.39)
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа*с	1.05
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1.04

Табл. 1. Основные геолого-физические характеристики первого эксплуатационного объекта месторождения Северные Бузачи

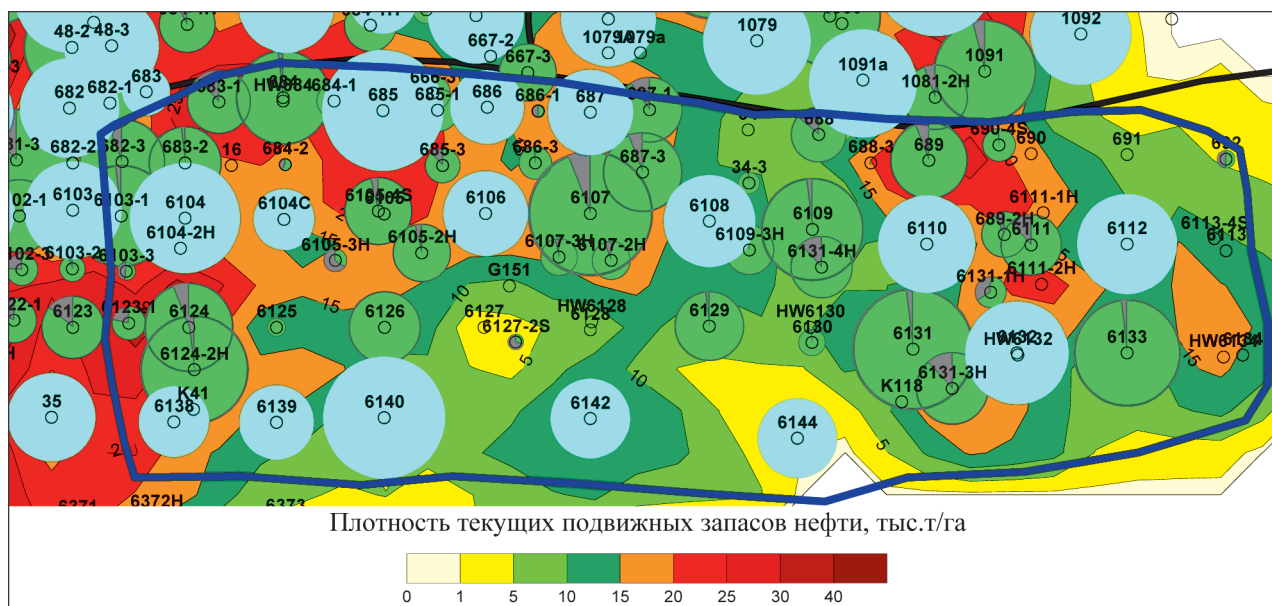


Рис. 1. Фрагмент карты текущих подвижных запасов нефти первого эксплуатационного объекта. Участок нестационарного заводнения блока № 6. Синей линией указан контур участка НЗ

Подавляющая доля запасов нефти (70%) расположена в коллекторах с небольшой зональной неоднородностью поля проницаемости (Рис. 2б). Широкий разброс средних по разрезу значений проницаемости сопровождается высокими (и даже сверхвысокими) значениями послойной неоднородности проницаемостных свойств коллектора. Значительная часть геологических запасов нефти размещается в коллекторах, проницаемости слоев которых отличаются в десятки и сотни раз (55%). 44% всех геологических запасов нефти объекта сосредоточено в относительно однородных коллекторах (Рис. 2в). Распределение запасов нефти по показателю глинистости коллектора показывает, что значительная часть (43%) запасов нефти расположена в глинистых коллекторах (более 20%) (Рис. 2г). Данное обстоятельство выдвигает на передний план проблему изменения фильтрационно-емкостных свойств

коллектора при его заводнении (Альмухаметова, 2016).

Расчеты показывают, что при достижении предельной обводненности в невыработанных интервалах пласта остается до 26.2% всех геологических и 25.1% всех подвижных запасов нефти пластов юрских отложений участка (Альмухаметова, 2016). Поэтому применение технологий, позволяющих подключить к активному дренированию запасы нефти, сосредоточенные в низкопроницаемых слоях пласта, является крайне актуальным для разработки шестого блока месторождения Северные Бузачи.

Рассмотрим динамику технологических показателей разработки участка. На рисунке 3 представлена динамика среднемесячного дебита и обводненности добываемой продукции за последние годы. Видно, что в последнее время (до 04.2014 г – начала применения НЗ) динамика среднемесячного дебита нефти характеризуется

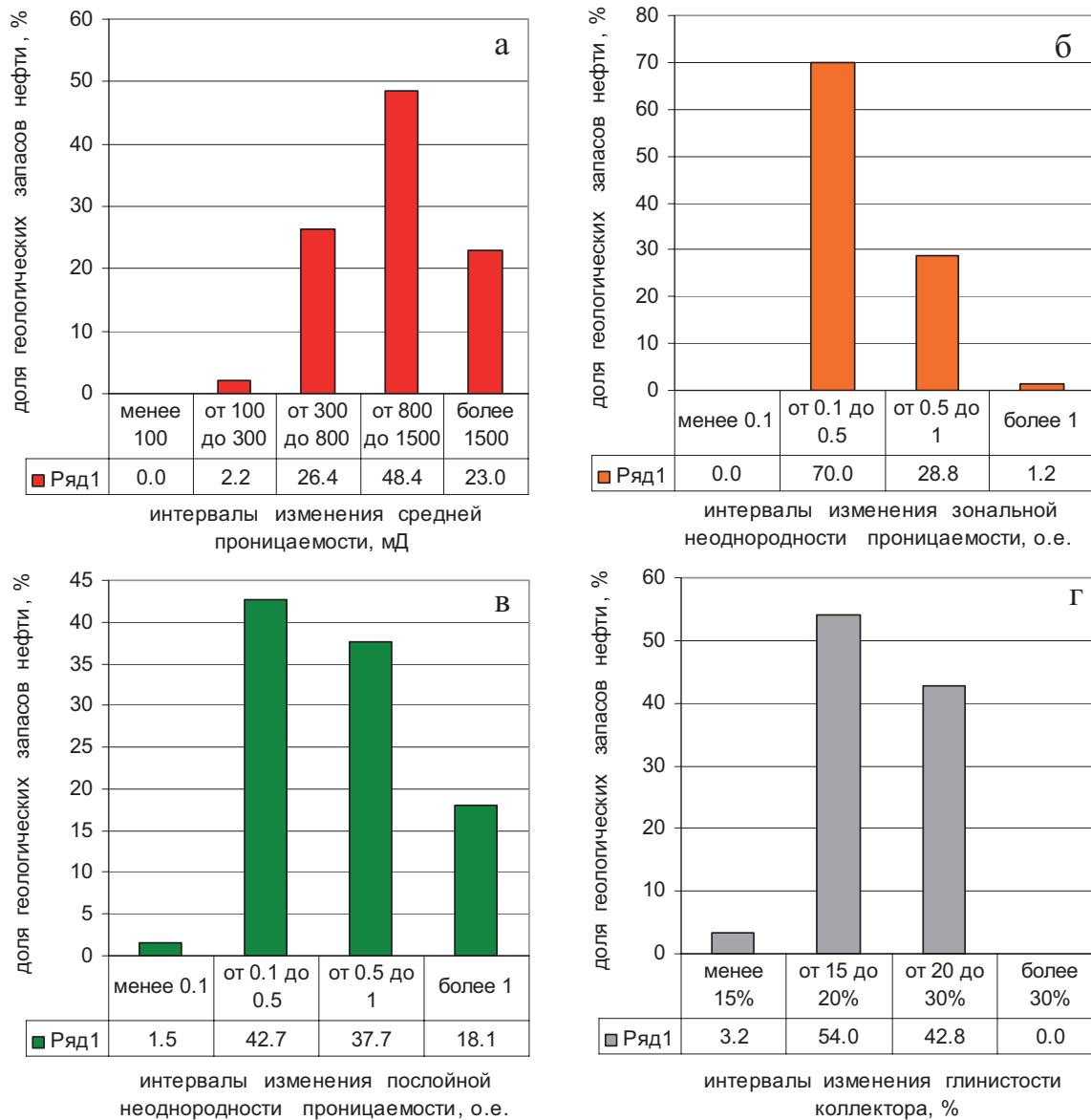


Рис. 2. Распределение начальных геологических запасов нефти пластов юрских отложений в районе участка НЗ шестого блока по интервалам изменения средней проницаемости коллектора (а), зональной неоднородности проницаемостных свойств коллектора (б), послойной неоднородности проницаемостных свойств коллектора (в), глинистости (г) (по данным (Альмухаметова, 2016)).

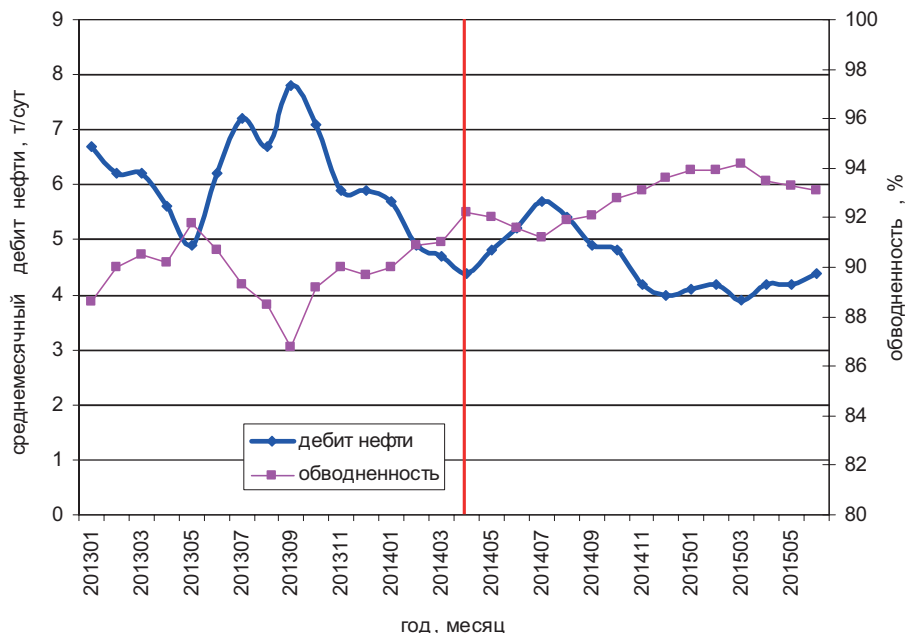


Рис. 3. Динамика среднемесячного дебита нефти и обводненности южного участка шестого блока (участок НЗ) за последние годы. Первый эксплуатационный объект месторождения Северные Бузачи

значительными колебаниями его величины, что связано с проводимыми на участке геолого-техническими мероприятиями. Обводненность добываемой продукции медленно нарастает. Текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды на 04.2013 г. составляла 87%, накопленная компенсация – 65%.

Анализ выработки запасов нефти из первого эксплуатационного объекта участка НЗ шестого блока показывает, что на 01.03.2014 г. текущий КИН составил 0.114 д.ед. При этом текущая обводненность в целом по участку (юра) составляет 90.8 %, отбор от утвержденных НИЗ – 35%.

В апреле 2014 г. на участке начато применение технологии НЗ в сочетании с технологией изменения направления фильтрационного потока. Согласно программе внедрения нестационарного заводнения на участке 13 воздействующих нагнетательных скважин были разделены на северный и южный ряды (Научно-техническое сопровождение разработки месторождения Северные Бузачи, 2014). К северному ряду относятся скважины №№ 685, 6104, 6104С, 6106, 6108, 6110, 6112, к южному ряду – 6132, 6138, 6139, 6140, 6142, 6144. Группы нагнетательных скважин работают в противофазе, т.е. когда скважины северного ряда ведут закачку, нагнетательные скважины южного ряда стоят, и наоборот.

Продолжительность полупериода работы/остановки групп нагнетательных скважин определялась из данных гидродинамических исследований нагнетательных скважин (метод кривой падения давления). На основе полученных значений пьезопроводности и характерных для участка средних расстояний между нагнетательными и добывающими скважинами определялось среднее время распространения изменения давления, которое и принималось за продолжительность полупериода. Продолжительность полупериодов работы/остановки нагнетательных скважин на данном участке составила 6 сут.

По историческим данным работы нагнетательных скважин были установлены возможности увеличения их приемистости, а также определены режимы работы системы водоснабжения системы ППД участка при периодической работе групп нагнетательных скважин (Владимиров и др., 2014). В связи с тем, что все нагнетательные скважины участка снабжаются водой из группы водозаборных скважин, регулирование объемами закачиваемой воды при нестационарном заводнении не составляло затруднений.

Кроме того, были разработаны режимы нестационарного заводнения в летний и зимний периоды года. В летний период применялось нестационарное заводнение с остановкой групп нагнетательных скважин, в зимний период – с периодическим ограничением закачки воды по группам скважин. Во избежание осложнений в работе скважин ППД в зимний период, для нагнетательных скважин были установлены минимальные значения приемистости, при которых не происходило замерзание воды в водоводах. Данные значения приемистости были приняты как нижний порог значений суточной закачки воды при НЗ в зимнее время.

Нестационарное заводнение на рассматриваемом участке было начато с остановки нагнетательных скважин северного ряда на 5 сут. В дальнейшем продолжительность полупериода менялась от 5 до 7 сут (Рис. 4). Использовались симметричные циклы с временем простоя

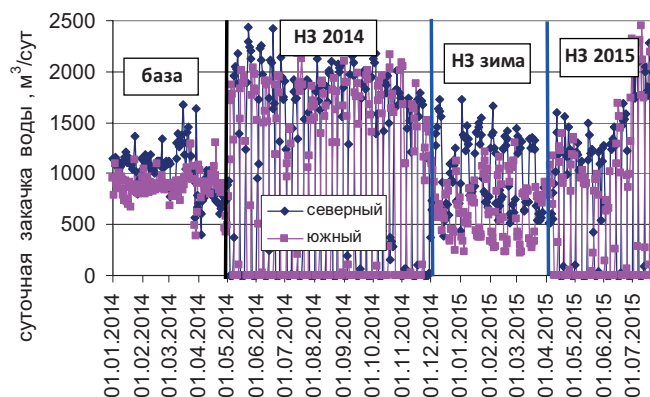


Рис. 4. Циклическое включение и отключение рядов нагнетательных скважин на южном участке шестого блока (первый эксплуатационный объект). Динамика суточной закачки рядов нагнетательных скважин

нагнетательных скважин, равным времени их работы.

В качестве реагирующих добывающих скважин рассматривались все 45 добывающих скважин участка.

К началу реализации технологии нестационарного заводнения (04.2014 г.) динамика показателей характеризуется снижением дебита нефти при нарастающей обводненности продукции. На начало НЗ среднемесячная обводненность продукции составляла 92.2 %, среднемесячный дебит нефти снизился до 4.4 т/сут при дебите жидкости 56 т/сут. Среднемесячная приемистость 120 м³/сут.

Рассмотрим изменение технологических показателей в результате применения технологии нестационарного воздействия. На рисунке 3 видно, что начало нестационарного заводнения с применением технологии изменения направления фильтрационных потоков сопровождается повышением среднего дебита нефти и снижением обводненности продукции. Однако, начиная с августа 2014 г., наблюдается тенденция к росту обводненности продукции и снижению дебита нефти. Казалось бы, эффект от применения технологии окончен. Однако, как показывает сравнение темпов падения дебита нефти, в период нестационарного заводнения 08.2014-12.2014 темп снижения дебита нефти менее интенсивен.

Нестационарное заводнение на рассматриваемом участке осуществлялось непрерывно в течение 2014-2015 гг. В зимнее время периодичность воздействия осуществлялась за счет ограничения закачки по рядам нагнетательных скважин (Владимиров и др., 2014; Халимов и др., 2014). При переходе на зимний режим технологии нестационарного заводнения с изменением направления фильтрационного потока наблюдается стабилизация дебита нефти и обводненности продукции (Владимиров и др., 2014; 2016). С началом нестационарной закачки в 2015 году с остановкой рядов нагнетательных скважин происходит некоторое снижение обводненности продукции и рост дебита нефти.

Таким образом, нестационарное заводнение на участке позволяет снизить темпы падения дебита нефти и роста обводненности продукции.

Расчет эффективности применяемой технологии НЗ проводился на основе характеристик вытеснения. За базовый период принимался период стационарной закачки на участке. Результаты расчета технологической эффективности НЗ в сочетании с ИНФП представлены в

Характеристика вытеснения	Величина технологического эффекта, т	Продолжительность эффекта, мес.	Коэффициент Тейла, отн.ед.
$Q_n(1/Q_{ж})$	10343	14	3.12E-04
$lg Q_{в}/Q_n(lg Q_{в})$	3076	6	3.28E-04
$Q_n(1/SQR(Q_{ж}))$	10257	14	3.72E-04
$Q_{ж}/Q_n(Q_{в})$	7213	14	4.06E-04
$Q_n(lg Q_{ж})$	5260	14	4.30E-04
Средний по трем наилучшим	7230	12.4	

Табл. 2. Технологический эффект от применения НЗ+ИНФП на участке 6-го блока (юг) первого эксплуатационного объекта в 2014-2015 гг. (по данным (Альмухаметова, 2016))

таблице 2. Отметим, что величина эффекта сильно разнится для разных характеристик вытеснения – от 3.076 до 10.343 тыс. т. За окончательную величину эффекта от технологии нестационарного заводнения принимается среднее значение, полученное по пяти наилучшим характеристикам вытеснения. Оценка эффекта по состоянию на 01.07.2015 г. показала, что эффект от применения технологии нестационарного заводнения составил 7230 т дополнительно добытой нефти.

Отметим некоторые особенности применения НЗ на данном участке. Первое – на участке присутствуют скважины основного и уплотняющего фонда. Скважины уплотняющего фонда бурились в период, когда часть добывающих скважин основного фонда уже работала с достаточно высокой обводненностью добываемой продукции. При этом скважины уплотняющего фонда расположены на меньших расстояниях от нагнетательных скважин, чем скважины основного фонда. Поэтому возникает задача оценки технологического эффекта от НЗ+ИНФП по категориям скважин.

В результате анализа эффективности применяемой технологии нестационарного воздействия по скважинам основного и уплотняющего фондов установлено, что максимальный удельный эффект приходится на скважины уплотняющего фонда (Табл. 3, рис. 5, а). В целом, за анализируемый период удельный эффект по скважинам

Фонд	Основной	Уплотняющий	Итого
Количество скважин, шт.	11	22	33
Суммарный эффект, т	3572	12384	15956
Удельный эффект, т/скв.	324.7	562.9	483.5

Табл. 3. Распределение эффекта от НЗ по скважинам основного и уплотняющего фондов

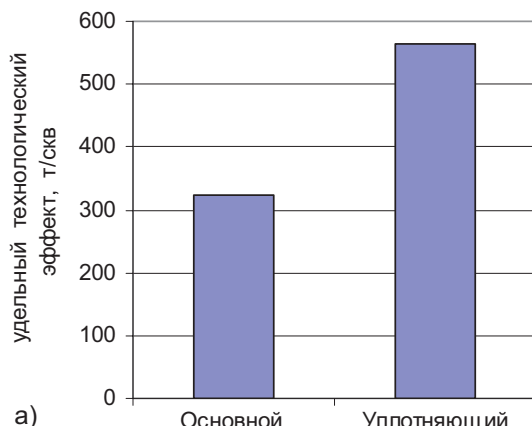


Рис. 5. Распределение эффекта от НЗ + ИНФП по скважинам основного и уплотняющего фондов (а), по скважинам с применением оптимизации и без нее (б)

основного фонда составил 325 т/скв. (23 т/(скв.·мес.)), уплотняющего фонда – 563 т/скв. (40 т/(скв.·мес.)) (Альмухаметова, 2016). Таким образом, различие по эффективности технологии нестационарного заводнения на скважинах уплотняющего и основного фондов значительное. Более высокий эффект от НЗ+ИНФП на скважинах уплотняющего фонда обусловлен двумя причинами: первое – более высокая амплитуда нестационарного воздействия (скважины ближе к источнику воздействия), второе – меньше степень выработки высокопроницаемых каналов (меньшее время работы скважин), что увеличивает эффективность изменения направления фильтрационных потоков.

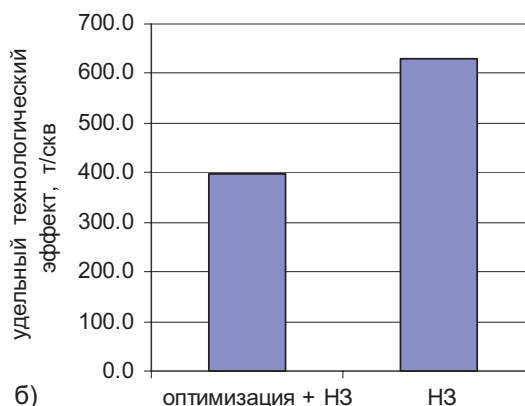
Второй особенностью является применение недропользователем на участке НЗ изменения режимов работы добывающих скважин (оптимизация). В данном случае оптимизация режимов работы добывающих скважин была направлена в основном на увеличение дебитов жидкости. В период нестационарного заводнения на участке проводилась оптимизация режимов работы добывающих скважин в более чем 58 % фонда скважин участка.

Оценка эффекта от совместного применения технологии оптимизации и нестационарного заводнения показала, что на скважинах, где применялось комплексное воздействие (НЗ+оптимизация), удельный эффект в 1.5 раза ниже в сравнении со скважинами, которые находились только в зоне воздействия нестационарного заводнения (Табл. 4, рис. 5, б).

Снижение эффективности технологии НЗ+ИНФП на скважинах с оптимизацией связано с резким ростом обводненности этих скважин при увеличении дебита жидкости (непропорциональное изменении долей фаз в потоке). На характеристиках вытеснения данное мероприятие отражается как ухудшение качества нефтевытеснения, хотя в ряде случаев наблюдался рост суточных отборов нефти при возрастании обводненности.

Вид ГТМ	Суммарный эффект, т	Количество скважин, шт.	Удельный эффект, т/скв.	Доля неуспешных скважин в группе, д.ед.
оптимизация+НЗ	8380	21	399.0	0.24
НЗ	7576	12	631.3	0.08

Табл. 4. Распределение эффекта от НЗ + ИНФП по скважинам с применением оптимизации и без нее



Выводы

Месторождение высоковязкой нефти Северные Бузачи стало полигоном по испытанию и применению технологии нестационарного заводнения. Хорошо известно, что заводнение на залежах высоковязкой нефти имеет низкую эффективность ввиду высокой разницы в подвижности флюидов. Однако, нестационарное заводнение повышает эффективность действующей системы разработки даже при высокой разнице в вязкости нефти и воды.

Представленные в работе результаты показали значимую эффективность расширения нестационарного заводнения на новые участки месторождения, характеризующиеся разными фильтрационно-емкостными свойствами. Вместе с тем, необходимо отметить, что технологии НЗ на залежах высоковязкой нефти имеет свойство быстрого старения», т.е. их технологическая эффективность быстро снижается. Поэтому, наряду с расширением применения НЗ на новых участках месторождения, необходимо постоянно проводить модификацию применяемой технологии НЗ. Это направление имеет хорошие перспективы по наращиванию эффективности нестационарного воздействия.

Развитие технологии НЗ на месторождении Северные Бузачи прошло ряд этапов. Первоначально применялось циклическое заводнение, которое показало значительный технологический эффект. На следующем этапе (в настоящее время) циклическое заводнение комбинировалось с технологией изменения направления фильтрационных потоков. В будущем, циклическое заводнение в сочетании с ИНФП будет комбинироваться с периодической эксплуатацией высокодебитных высокообводненных добывающих скважин.

Применение НЗ+ИНФП на участке НЗ шестого блока (юг) показало следующие особенности: уплотняющие скважины, имеющие в зоне дренажа большие подвижные запасы, чем скважины основного фонда, более значимо реагируют на технологию изменения направления фильтрационного потока и на циклическое воздействие. Средний удельный эффект от НЗ для уплотняющих скважин в 1.7 раз выше, чем для скважин основного фонда.

Второй особенностью является факт массового применения недропользователем оптимизации режимов работы добывающих скважин (в основном увеличение дебитов жидкости). Применение данного вида ГТМ значимо сказалось на эффективности нестационарного заводнения на рассматриваемом участке. Скважины с применением оптимизации имеют в среднем в 1.5 раза меньший удельный эффект.

Литература

- Альмухаметова Э.М. (2016). Совершенствование технологии нестационарного воздействия в разработке залежей высоковязкой нефти. Уфа, Издательство ИП Галиуллин Д.А., 236 с.
- Владимиров И.В., Альмухаметова Э.М., Варисова Р.Р. (2014). Влияние изменения режима работы добывающей скважины на эффективность выработки запасов нефти. Теория. *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*, 2(96), с. 15-16.
- Владимиров И.В., Варисова Р.Р., Альмухаметова Э.М. (2016). Изменение режима работы добывающей скважины как вариант оптимизации коллектора двойной проницаемости. *Нефтегазовое дело*, 14(4), с. 40-44.
- Владимиров И.В., Велиев Э.М., Альмухаметова Э.М., Абиляхиров Д.Т. (2014). Применение нестационарного заводнения на залежах высоковязкой нефти с коллектором двойной проницаемости. Теория. *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*, 4, с. 16-25.
- Владимиров И.В., Велиев Э.М., Альмухаметова Э.М. (2014). Определение оптимальных периодов работы/простоя нагнетательных скважин при нестационарном заводнении залежей высоковязкой нефти с коллектором двойной проницаемости. *Мат. XIV Межд. научно-практ. конф.: Энергоэффективность. Проблемы и решения*, с. 56-57.
- Научно-техническое сопровождение разработки месторождения Северные Бузачи (договор №SC12/113/00/S) (2014). Сводный отчет за 2013 год. М.: ЗАО «Конкорд», 369 с.
- Обоснование программы геологических исследований флюидов. Информационный отчет о НИР по договору «Научно-техническое сопровождение разработки месторождения Северные Бузачи» (договор № SC13/242/00/S) (2013). М., ЗАО «Конкорд», 71 с.
- Оганджиянц В.Г. (1969). Теория и практика добычи нефти при циклическом заводнении. *Итоги науки и техники, сер. «Горное дело»*, М., с. 39-79.
- Халимов Р.Н., Тазетдинов И.Р., Корепанов Д.И., Альмухаметова Э.М., Халимов И.Н., Габдрахманов Н.Х., Петрова Л.В., Нугаев Р.Я., Хазипов Р.Х. (2014). Исследование нагнетательных скважин с повышенными устьевыми давлениями вследствие высоких пластовых давлений автономными приборами методом термометрии. *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*, 4(98), с. 98-107.
- Zhang H., Bai B. (2010). Preformed Particle Gel Transport through Open Fractures and its Effect on Water Flow. *SPE 129908*, 16(2), pp. 388-400.
- Zhdanov S.A., Miyan A.V., Surguchev L.M., Castanier L.M., Hanssen J.E. (1996). Application of Foam for Gas and Water Shut-off: Review of Field Experience. *European Petroleum Congress*, Milan, Italy, pp. 377-388.

Сведения об авторе

Эльвира Маратовна Альмухаметова – канд. тех. наук, доцент Кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений

Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском

Россия, 452607, Октябрьский, ул. Девонская, 54а

E-mail: elikaza@mail.ru

Статья поступила в редакцию 09.02.2018;

Принята к публикации 18.05.2018; Опубликовано 30.06.2018

IN ENGLISH

Expanding the experience of using non-stationary waterflooding technology with changing direction of the filtration flow in the example of the Northern Buzachi field

E.M. Almukhametova

Branch of Ufa State Petroleum Technical University in Oktyabrsky, Ufa, Russian Federation

Abstract. The last few years, work has been carried out to study the effectiveness of non-stationary exposure in the highly viscous oil field Northern Buzachi (Republic of Kazakhstan). It has been proved that this technology is quite effective in

the development of highly viscous oil reservoirs, however, in order to constantly maintain high technological effect, a constant modification of this technology is required, since it has a characteristic feature of rapid «aging». Further search

for the conditions of effective application of non-stationary exposure on highly-viscous oil deposits can be carried out in two directions: the implementation of non-stationary exposure in new areas with other reservoir parameters and the change in the parameters of non-stationary exposure technology (including combining with other technologies) in areas where this technology is already in use. Both approaches are used on the Northern Buzachi field. Thus, the positive experience of using non-stationary waterflooding in combination with changing direction of the filtration flow in the section of the seventh block of the Northern Buzachi field allowed us to recommend new sites for the implementation of this technology. With the participation of the author of this work, a non-stationary waterflooding program was developed and implemented on the site of the sixth block (south) of the first operational facility.

Keywords: hydrodynamic connection, carbonate, terrigenous reservoirs, erosion incisions, oil recovery coefficient, indicator studies, fluorescein, filtration current lines

Recommended citation: Almkhametova E.M. (2018). Expanding the experience of using non-stationary waterflooding technology with changing direction of the filtration flow in the example of the Northern Buzachi field. *Georesursy = Georesources*, 20(2), pp. 115-121. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.115-121>

References

- Khalimov R.N., Tazetdinov I.R., Korepanov D.I., Al'mukhametova E.M., Khalimov I.N., Gabdrakhmanov N.Kh., Petrova L.V., Nugaev R.Ya., Khazipov R.Kh. (2014). Issledovanie nagnetatel'nykh skvazhin s povyshennymi ust'evymi davleniyami vsledstvie vysokikh plastovykh davleniy avtonomnymi priborami metodom termometrii [Study of injection wells with high wellhead pressure and high reservoir pressure by autonomous equipment based on thermometry method]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov* [Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products], 4(98), pp. 98-107. (In Russ.)
- Nauchno-tehnicheskoe soprovozhdenie razrabotki mestorozhdeniya Severnye Buzachi (2014). [Scientific and technical support for the development of the Northern Buzachi Oil Field (Contract No. SC12/113/00/S)]. Moscow, ZAO «Konkord», 369 p. (In Russ.)
- Obosnovanie programmy geologicheskikh issledovaniy flyuidov. Informatsionnyy otchet o NIR po dogovoru «Nauchno-tehnicheskoe soprovozhdenie razrabotki mestorozhdeniya Severnye Buzachi» (2013). [Feasibility of the Program of fluids geological studies. Research report

on contract «Scientific and technical support for the development of the Northern Buzachi Oil Field» (Contract No. SC13/242/00/S)]. Moscow, ZAO «Konkord», 71 p. (In Russ.)

Ogandzhanyants V.G. (1969). Teoriya i praktika dobychi nefi pri tsiklicheskom zavodnenii [Theory and practice of oil production in cyclic waterflooding]. *Itogi nauki i tekhniki, ser. «Gornoe delo»* [Results of science and technology, ser. «Mining»]. Moscow, pp. 39-79. (In Russ.)

Vladimirov I.V., Al'mukhametova E.M., Varisova R.R. (2014). Vliyanie izmeneniya rezhima raboty dobyvayushchey skvazhiny na effektivnost' vyrabotki zapasov nefi. Teoriya [Effect of changing the producing well operation mode on the efficiency of developing oil reserves. Theory]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov* [Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products], 2(96), pp. 15-16. (In Russ.)

Vladimirov I.V., Varisova R.R., Al'mukhametova E.M. (2016). Izmenenie rezhima raboty dobyvayushchey skvazhiny kak variant optimizatsii kollektora dvoynoy pronitsaemosti [Changing the mode of production wells as an option to optimize collector dual permeability]. *Neftegazovoe delo = Petroleum Engineering*, 14(4), pp. 40-44. (In Russ.)

Vladimirov I.V., Veliev E.M., Al'mukhametova E.M., Abilkhairov D.T. (2014). Primenenie nestatsionarnogo zavodneniya na zalezhakh vysokovyazkoy nefi s kollektorom dvoynoy pronitsaemosti. Teoriya [Application of non-stationary flooding for extra-viscous oil from the collector with dual permeability. Theory] *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov* [Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products], 4, pp. 16-25. (In Russ.)

Vladimirov I.V., Veliev E.M., Al'mukhametova E.M. (2014). Opreделение optimal'nykh periodov raboty/prostoya nagnetatel'nykh skvazhin pri nestatsionarnom zavodnenii zalezhey vysokovyazkoy nefi s kollektorom dvoynoy pronitsaemosti [Determination of optimal periods of operation/downtime of injection wells in the non-stationary flooding of high viscosity oil reservoirs with a double permeability collector]. *Energoeffektivnost'. Problemy i resheniya: materialy XIV mezhd. nauch.-prakt. konf.* [Power Efficiency. Problems and Solutions: Proc. XIV Int. Scientific and Practical Conf.], pp. 56-57. (In Russ.)

Zhang H., Bai B. (2010). Preformed Particle Gel Transport through Open Fractures and its Effect on Water Flow. *SPE* 129908, 16(2), pp. 388-400.

Zhdanov S.A., Miyan A.V., Surguchev L.M., Castanier L.M., Hanssen J.E. (1996). Application of Foam for Gas and Water Shut-off: Review of Field Experience. *European Petroleum Congress*, Milan, Italy, pp. 377-388.

About the Author

Elvira M. Almkhametova – PhD (Engineering), Associate Professor, Department of Exploration and Development of Oil and Gas Fields, Branch of Ufa State Petroleum Technical University in Oktyabrsky
54a Devonsky str., Oktyabrsky, 452607, Russian Federation
E-mail: elikaza@mail.ru

Manuscript received 9 February 2018;

Accepted 18 May 2018; Published 30 June 2018