DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-3-9-22
УДК 622.276.344

А.И. Надыров, И.В. Владимиров (Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ U-ОБРАЗНОЙ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Aidar I. Nadyrov, Igor V. Vladimirov (Ufa State Petroleum Technological
University, Ufa, Russian Federation)

WATER-ALTERNATED-GAS INJECTION RESEARCH FOR HIGH-VISCOSITY OIL DEPOSITS USING U-SHAPED MULTIPLE-FUNCTION WELLS

Введение

На большинстве залежей, насыщенных высоковязкой нефтью, применяется тепловое воздействие, которое в некоторых случаях не позволяет достичь проектных показателей разработки с минимумом экономических затрат. В рамках научной работы поставлена задача изучения эффективности метода, альтернативного тепловому воздействию, – водогазовое воздействие, при этом в качестве системы разработки рассматривается U-образная многофункциональная скважина.

Цели и задачи

Целью работы является исследование влияния на коэффициент извлечения нефти следующих параметров: расположение горизонтальных стволов многофункциональной скважины в разрезе пласта, расстояние между горизонтальными стволами, объемы закачиваемого газа, периодичность закачки оторочек газа и воды.

Результаты

Показано, что:

- при наиболее частой смене закачки оторочек газа и воды (10/10 дней) происходит наиболее полная выработка пласта;

Background

Most of the deposits saturated with high-viscosity oil are subjected to a thermal treatment, which in some cases does not allow achieving project design parameters with a minimum of economic costs. Within the scientific work, the task is to study the effectiveness of the method, alternative to thermal treatment, – water-alternated-gas injection, while the development system considers a U-shaped multifunctional well.

Aims and Objectives

The purpose of the study is to investigate the influence on the oil recovery factor of the following parameters: horizontal bores of the multifunctional well location in the layer section, the distance between the horizontal bores, the volumes of injected gas, the frequency of injection of the gas and water rims.

Results

It is shown that:

- the most complete formation with the most frequent change in the injection of gas and water rims (10/10 days), occurs;

- с увеличением приемистости нагнетательного горизонтального ствола по газу и соответственно при возрастании объемов свободного газа в пластовых условиях разработка залежи высоковязкой нефти становится более эффективной;
 - водогазовое воздействие значительно эффективнее теплового воздействия (более чем в 2 раза по сравнению с наиболее эффективным вариантом);
 - при осуществлении водогазового воздействия эффективно располагать нагнетательный горизонтальный ствол у кровли пласта;
 - с увеличением расстояния между горизонтальными стволами многофункциональной скважины расположение добывающего горизонтального ствола, также как и нагнетательного горизонтального ствола, у кровли пласта становится более эффективным.
- with an increase in the injectivity of the horizontal bore over the gas, and accordingly with the increase in the free gas volumes in the formation conditions, the development of high-viscosity oil deposit becomes more efficient;
 - water-alternated-gas injection is much more effective than thermal treatment (more than 2 times compared with the most effective variant);
 - in the implementation of water-alternated-gas injection, it is effective to dispose a pumping horizontal bore near formation roof;
 - with increasing distance between the horizontal bores of the multifunctional well, the location of the producing horizontal bore, as well as the horizontal injection bore, becomes more effective at formation roof.

Ключевые слова: многофункциональная скважина, горизонтальный ствол, залежь высоковязкой нефти, водогазовое воздействие, коэффициент извлечения нефти

Key words: multiple-function well, horizontal well bore, high-viscous oil deposit, water-alternated-gas injection, oil recovery factor

В связи с истощением запасов легкой нефти возникает задача выбора новых, наиболее эффективных технологий и методов разработки залежей высоковязкой нефти (ВВН), одной из которых является водогазовое воздействие (ВГВ). На сегодняшний день абсолютное большинство месторождений ВВН разрабатывается с применением тепловых методов, использование которых ограничено рядом факторов: высокой энергоемкостью, электро- и пожароопасностью, высокими материальными затратами и др.

Известно, что ВГВ показывает высокую эффективность в условиях: высоких пластовых давлений и температур, маловязкой нефти, низких значений фильтрационно-емкостных свойств пласта. Эффективность ВГВ заключается в доотмыве остаточной

нефти газом и, как следствие, кратном увеличении приемистости нагнетательной скважины по воде [1]. Анализируя физическую сущность процесса ВГВ, стоит отметить, что при обычном заводнении за счет возникновения контакта двух несмешивающихся флюидов (нефти и воды) значительно возрастают силы поверхностного натяжения и, соответственно, возникающие градиенты капиллярного давления. При закачке оторочки газа значительно возрастает коэффициент вытеснения нефти, а за счет закачки оторочки воды поддерживается на достаточно высоком уровне коэффициент охвата пласта вытеснением, что в итоге позволяет обеспечить более полную выработку пласта. Необходимо отметить, что при осуществлении ВГВ с периодической закачкой оторочек газа и воды существенную

роль в эффективности метода играет частота смены режимов закачки - при наиболее частой смене эффективность метода значительно возрастает. Объясняется данный факт тем, что в условиях пласта возникают колебания пластового давления, которые способствуют обмену жидкостями между нефтенасыщенной, газонасыщенной и водонасыщенной частями пласта, тем самым повышая охват вытеснением и, соответственно, коэффициент извлечения нефти (КИН).

В условиях залежи, насыщенной ВВН, эффективность технологии ВГВ может заключаться в снижении динамической вязкости нефти (за счет растворения в нефти закачиваемого газа), более эффективном поддержании пластового давления (за счет закачки газа), снижении эффекта от наличия начального градиента динамического давления сдвига. Тем самым, ВГВ может являться весьма эффективным методом разработки также и залежей, насыщенных ВВН, наряду с тепловым воздействием (ТВ). Исследованию особенностей и условий применимости ВГВ посвящено большое количество работ [2-7].

Пономаревым А.И., Денисламовым И.З. и Исаевым И.З. предложен способ разработки залежей ВВН с использованием U-образной многофункциональной скважины (МФС).

Данный способ предусматривает бурение скважины со сложной U-образной траекторией, состоящей из двух горизонтальных стволов (ГС), при этом из дальнего участка скважины осуществляется закачка теплоносителя, а из ближнего - отбор пластовой жидкости (рисунок 2) [8]. Данная технология имеет ряд преимуществ: меньшие финансовые вложения (по сравнению с бурением двух горизонтальных скважин), более эффективный контроль за процессом разработки, отсутствие застойных зон, более полная выработка запасов [9].

Данная работа является продолжением исследований, представленных в статье [9]. Ниже мы рассмотрим вопросы применения скважины с U-образной траекторией при разработке залежей ВВН с применением водога-

зового воздействия. Как и в работе [9], исследования проводятся с применением гидродинамического симулятора ROXAR Tempest More. При построении гидродинамической модели использованы свойства объекта терригенной толщи нижнего карбона Хмелевского месторождения (ПАО АНК «Башнефть»). Исходные данные для моделирования представлены в таблице 1.

Графики зависимости принятых при моделировании свойств нефти представлены на рисунке 1.

Ниже представлены 9 вариантов расположения ГС МФС относительно друг друга в толще пласта (таблица 2).

Проведены исследования влияния расположения ГС МФС в пласте, расстояния между ГС, объемов закачиваемого газа, периодичности закачки оторочек газа и воды на эффективность нефтеизвлечения при осуществлении ВГВ. Рассмотрено два значения расстояния между ГС: 150 и 200 м. Во всех задачах ГС расположены на расстоянии не менее 5 м от кровли и подошвы пласта (в зависимости от варианта). Длины нагнетательного и добывающего ГС были выбраны одинаковыми, равными 150 м.

Результаты сравнивались с базовым вариантом (нагнетательный и добывающий ГС по центру пласта), предусматривающим разработку пласта при изотермическом заводнении.

В гидродинамической модели на работу скважины были наложены следующие ограничения:

- компенсация отборов жидкости закачкой 100 %;
- начальные дебиты жидкости добывающего ствола 300 м³/сут;
- приемистость нагнетательного ствола 400 м³/сут;
- расчет ведется до достижения 95 % обводненности добываемой продукции;
- ограничение по забойному давлению на добывающем стволе не менее 15 атм (не ниже давления насыщения нефти газом);
- ограничение по забойному давлению в нагнетательном ГС не более 300 атм.

Таблица 1. Исходные данные для построения гидродинамической модели

Параметр	Значение
Геометрические размеры модельного участка пласта	300×300×30 м
Размер сетки модели	10×10×10 ячеек
Характеристика коллектора	Однородный, изотропный
Глубина залегания кровли пласта	1410 м
Водонефтяной контакт	Отсутствует
Коэффициент пористости	20 %
Коэффициент начальной нефтенасыщенности	0,8 д.ед.
Абсолютная проницаемость	203 мД
Начальное пластовое давление	13,5 МПа
Давление насыщения нефти газом	1,2 МПа
Сжимаемость породы	$3,5 \times 10^{-4}$ 1/МПа
Пластовая температура	299 К
Плотность нефти	945 кг/м ³
Вязкость нефти в пластовых условиях	440 мПа·с
Газосодержание нефти	1,8 м ³ /т
Объемный коэффициент нефти	1,026 д.ед.
Плотность воды в пластовых условиях	1170 кг/м ³
Плотность воды в поверхностных условиях	1178 кг/м ³
Вязкость воды в пластовых условиях	1,5 мПа·с
Сжимаемость воды	$3,7 \times 10^{-4}$ 1/МПа
Начальные геологические запасы	442 тыс. м ³

Рисунок 1. Графики зависимости свойств нефти от давления

Таблица 2. Варианты расположения ГС МФС в разрезе пласта

№ варианта	Описание	3D (вид сбоку)
1	нагнетательный внизу, добывающий вверху
2	нагнетательный внизу, добывающий в середине
3	нагнетательный внизу, добывающий внизу
4	нагнетательный в середине, добывающий вверху
5	нагнетательный в середине, добывающий в середине
6	нагнетательный в середине, добывающий внизу
7	нагнетательный вверху, добывающий внизу

Продолжение таблицы 2

8	нагнетательный вверх, добывающий в середине
9	нагнетательный вверх, добывающий вверх
Базовый	нагнетательный в середине, добывающий в середине (изотермическое заводнение)
ТВ	нагнетательный в середине, добывающий в середине

Необходимо отметить, что в случае выбора в качестве системы разработки МФС следует обратить внимание на расстояние между ГС. Учитывая современный уровень технологий, бурение МФС допустимо с максимальным отклонением 2-4°/10 м (соответственно, в среднем, минимальное расстояние между ГС МФС 225-450 м). В связи с этим для обеспечения меньших расстояний между ГС необходимо бурить системы МФС.

Для выявления наиболее эффективного способа разработки залежи ВВН с использованием МФС проведено также сравнение с вариантом разработки с применением ТВ. При этом проведено отдельное исследование эффективности ТВ с использованием МФС [10]. В ходе экспериментов на гидродинамической модели выявлено, что:

- в случае однородного изотропного коллектора вариант расположения ГС друг против друга обеспечивает наиболее полную выработку запасов нефти (5 вариант);
- при разработке залежи ВВН с применением МФС при расположении ГС друг против друга в середине толщи пласта на расстоянии 150 м при температуре закачиваемой воды 90 °С обеспечивается практически такая же выработка запасов нефти, как и по другим наиболее эффективным вариантам, но с большей температурой теплоносителя;
- в большинстве других вариантов для получения положительного эффекта от теплового воздействия необходимо осуществлять закачку воды при температуре не ниже 120 °С;

- выбор расстояния между ГС оказывает достаточно сильное влияние на КИН, необходимо подбирать этот параметр, исходя из геолого-физических характеристик пласта (при увеличении расстояния между ГС до 200 м выбор варианта расположения ГС друг против друга по центру пласта становится наиболее эффективным при температуре закачиваемой воды больше 130 °С). В связи с этим, сравнение результатов расчетов проводятся также с вариантом ТВ с температурой закачиваемой воды 150 °С при расположении ГС друг против друга по центру пласта.

Перед проведением основных расчетов (расположения ГС МФС, расстояния между ГС) проведены дополнительные исследования по влиянию периодичности закачки оторочек газа и воды, а также приемистости нагнетательного ГС по газу на полноту нефтеизвлечения (рисунки 2 и 3). Необходимо отметить, что в данных расчетах расположение ГС МФС по пласту было выбрано друг против друга по центру пласта с расстоянием между ГС 150 м.

На основе проведенных расчетов выявлено, что даже в условиях однородного изотропного коллектора на гидродинамической модели периодичность закачки оторочек газа и воды оказывает достаточно существенное влияние на нефтеизвлечение. Сравнивая периодичность закачки 10/10 и 30/30 дней (рисунок 2), видно, что прирост КИН составляет в среднем 16 %.

Данный факт также подтверждается в работе [11], где указывается, что при наиболее частой смене закачки соответствующих оторочек (газа и воды) можно добиться наилучших значений коэффициентов вытеснения и соответственно КИН. Однако следует учитывать тот факт, что в условиях наличия большого фонда скважин задача смены режима работы нагнетательной скважины (с газа на воду и наоборот) является довольно трудоемкой.

В связи с этим в дальнейших расчетах принято значение периодичности закачки оторочек газа и воды 30/30 дней, что является вполне осуществимым.

Рисунок 2. Графики зависимостей дебита нефти и КИН для различной периодичности закачки оторочек газа и воды

На рисунке 3 представлены графики зависимости КИН от приемистости нагнетательного ГС по газу для двух рассматриваемых длин ГС, из которого видно, что, закачивая большие объемы газа в пласт, становится возможным достичь больших значений КИН (до определенного предела). При превышении приемистости нагнетательного ГС по газу больше 75 тыс. м³/сут КИН стабилизируется и практически не меняется. Стоит отметить, что предельное значение обусловлено принятым максимальным забойным давлением в нагнетательном ГС (при 300 атм до 100 тыс. м³).

Полученные зависимости объясняются тем фактом, что с увеличением приемистости по газу соответственно наращиванием объема свободного газа в пласте будет возрастать пластовое давление. При этом, больший объем газа будет способен раствориться в нефти, тем самым заметно уменьшая ее динамическую вязкость.

Сравнивая 2 значения приемистости по газу: 5 и 100 тыс. м³/сут можно отметить, что динамическая вязкость нефти к концу разра-

ботки будет равна 427 мПа·с против 387 мПа·с, при этом КИН равен 0,23 и 0,27 д.ед. соответственно (при расстоянии между ГС 150 м). С увеличением расстояния между ГС до 200 м разница между КИН становится более существенной - 0,32 против 0,44 д.ед. В дальнейших расчетах приемистость по газу принята равной 100 тыс. м³.

Результаты исследований по влиянию расположения ГС МФС в пласте объединены в графики зависимости КИН от обводненности продукции, а также динамики относительного прироста дебита нефти по отношению к ТВ и базовому варианту (рисунки 4-7).

Представлены расчеты для 2-х рассмотренных длин ГС: 150 и 200 м. Анализируя динамику КИН в зависимости от обводненности продукции, выявлено, что варианты 1-6 практически идентичны. В связи с этим, на графиках зависимости КИН от обводненности и относительных приростов (рисунки 4-7) показаны графики только для 1, 2 и 4 варианта (с различными расположениями нагнетательного ГС).

Рисунок 3. Графики зависимости КИН от приемистости нагнетательного ГС по газу

Рисунок 4. Графики зависимости КИН от обводненности продукции в зависимости от расположения ГС МФС в пласте (при 150 м)

Рисунок 5. Динамика относительного прироста дебита нефти при расстоянии между ГС 150 м по отношению к ТВ (а), к базовому варианту (б)

Рисунок 6. Графики зависимости КИН от обводненности продукции в зависимости от расположения ГС МФС в пласте (при 200 м)

Рисунок 7. Динамика относительного прироста дебита нефти при расстоянии между ГС 200 м по отношению к ТВ (а), к базовому варианту (б)

Анализ результатов расчетов по влиянию расположения ГС МФС на КИН в случае расстояния между ГС 150 м позволяет сделать следующие выводы:

- в условиях рассматриваемой залежи ВГВ значительно эффективнее ТВ (в сравнении с наилучшим вариантом расположения ГС МФС в пласте КИН составляет 0,41 и 0,2 д.ед. соответственно - более чем в 2 раза);
- наиболее эффективными являются те варианты расположения ГС МФС в пласте, при которых нагнетательный ГС находится у кровли пласта;
- выделяется максимально эффективный вариант (нагнетательный ГС у кровли, добывающий ГС у подошвы пласта - 7 вариант);
- остальные варианты расположения ГС МФС обеспечивают практически идентичные значения КИН (в среднем 0,26 д.ед.), тогда как при осуществлении ТВ КИН достигает лишь 0,2 д.ед.

Эффективность 7 варианта расположения ГС МФС обуславливается тем, что:

- сравнивая с практически аналогичным вариантом (нагнетательный ГС у подошвы, добывающий ГС у кровли пласта), можно увидеть, что в начальный период разработки относительный прирост по обоим вариантам одинаковый (рисунок 6, а); на 3 год разработки эффективность 1 варианта резко падает, тогда как использование 7 варианта позволяет поддерживать высокие уровни дебитов нефти; в первую очередь, это связано с тем, что при осуществлении ВГВ происходит образование техногенной газовой шапки, и, соответственно, расположение добывающего ГС у кровли пласта будет заведомо неверным (при прорыве газа в добывающий ствол происходит постепенное снижение пластового давления в залежи, и соответственно эффект от ВГВ падает);
- в то же время 9 вариант расположения ГС МФС показывает высокую эффективность, хотя добывающий ГС находится у кровли пласта (в образуемой газовой шапке); данный факт объясняется тем, что газ будет скапливаться в верхней части пласта

(вытесняя нефть к добывающему ГС), а вода, как флюид с большей плотностью чем нефть, будет стремиться к подошве пласта; в связи с этим, хоть и наблюдается более быстрый прорыв газа (и соответственно более быстрое падение пластового давления в залежи), обеспечивается разработка с меньшим приростом обводненности продукции;

- расположение ГС МФС в пласте «по диагонали» друг от друга обеспечивает меньший риск прорыва воды к добывающему ГС;
- верхний участок пласта вырабатывается в большей степени за счет вытеснения нефти газом, средний и нижний участки пласта вырабатываются за счет вытеснения нефти водой;
- как говорилось ранее, происходит более поздний прорыв газа к добывающему ГС, тем самым на протяжении большего количества времени пластовое давление поддерживается на высоком уровне, обеспечивая высокие депрессии на пласт и соответственно высокие уровни дебитов нефти.

Анализируя динамику относительных приростов дебита нефти по отношению к ТВ и базовому варианту (изотермическое заводнение), можно сделать следующие выводы:

- на протяжении большего отрезка времени разработки с использованием ВГВ можно достичь на 40 % больших дебитов нефти чем при осуществлении ТВ (с использованием наиболее эффективных вариантов расположения до 80 %);
- ТВ становится более эффективным ближе к концу разработки, что объясняется значительным прогревом пласта и уменьшением вязкости нефти (начиная с 9 года); относительный прирост в среднем 30 % по отношению к ВГВ;
- 9 вариант расположения (рисунок 6, а) на начальном этапе значительно уступает наиболее эффективному 7 варианту; начиная с конца 2 года дебиты достаточно сильно возрастают (по сравнению с остальными, которые продолжают работать в таком же темпе).

Выбор при проектировании разработки большего расстояния между ГС МФС, как видно из графиков (рисунки 5 и 7), будет значительно влиять на показатели разработки по рассматриваемой залежи. Анализируя приведенные зависимости, можно сделать следующие выводы:

- выявленная закономерность для 150 м (варианты расположения нагнетательного ГС у кровли пласта) также выполняется, и для расстояния между ГС 200 м - 7, 8 и 9 варианты наиболее эффективные;
- с увеличением расстояния между ГС до 200 м прирост КИН составил в среднем 6 % (для 7 варианта расположения ГС МФС);
- видно также, что вариант расположения друг против друга у кровли пласта (вариант 9) является в данной реализации наиболее эффективным; одним из ограничений на работу МФС является 95 % обводненность продукции, при расположении ГС МФС по 9 варианту данное ограничение будет достигаться за намного больший промежуток времени (для сравнения можно привести прирост времени разработки с увеличением расстояния между ГС по 7 варианту 8 лет, по 9 варианту - 25 лет).

Выводы

1. Исследованиями на гидродинамической модели подтверждено, что при наиболее частой смене закачки оторочек газа и воды (10/10 дней) происходит наиболее полная выработка пласта.

2. С увеличением приемистости нагнетательного ГС по газу и соответственно при возрастании объемов свободного газа в пластовых условиях разработка залежи ВВН становится более эффективной. Это связано с формированием искусственной газовой шапки и образованием протяженного контакта между газонасыщенными и нефтенасыщенными зонами коллектора. В этом случае возникают благоприятные условия для растворения газа в нефти при повышении пластового давления.

3. ВГВ значительно эффективнее ТВ (в сравнении с наилучшим вариантом расположения ГС МФС при расстоянии между ГС 150 м КИН составляет 0,41 и 0,2 д.ед. соответственно - больше чем в 2 раза).

4. Наиболее эффективными вариантами расположения ГС МФС в пласте являются варианты 7, 8 и 9 (с расположением нагнетательного ГС у кровли пласта).

5. С увеличением расстояния между ГС МФС расположение добывающего ГС, также как и нагнетательного ГС у кровли пласта, становится более эффективным.

6. По части применимости ВГВ нужно помнить, что для осуществления данного метода необходимо иметь достаточные для закачки объемы газа (можно использовать природный газ с других горизонтов, попутный нефтяной газ (предварительно очищенный от примесей) и т.д.).

Список литературы

1. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Лёвочкин В.В., Фахретдинов Р.Н., Остапчук С.С. Водогазовое воздействие на Новогоднем месторождении // Нефтяное хозяйство. 2006. № 12. С. 40-43.
2. Дроздов Н.А. Исследование водогазового воздействия на пласт // Нефтяное хозяйство. 2011. № 11. С. 80-83.
3. Лысенко В.Д. Проблемы разработки залежи нефти при газовом заводнении и чередующейся закачке воды и газа // Нефтепромысловое дело. 2007. № 2. С. 4-15.
4. Курапова И.Г., Кожин В.Н., Владимиров И.В. и др. Об интенсификации вытеснения нефти из пласта А₃ Якушкинского месторождения водог-

References

1. Zakirov S.N., Indrupskii I.M., Levochkin V.V., Fakhretdinov R.N., Ostapchuk S.S. Vodogazovoe vozdeistvie na Novogodnem mestorozhdenii [Water-Gas Influence at Novogodneye Deposit]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2006, No. 12, pp. 40-43. [in Russian].
2. Drozdov N.A. Issledovanie vodogazovogo vozdeistviya na plast [Water-Alternating-Gas Injection Investigation]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2011, No. 11, pp. 80-83. [in Russian].
3. Lysenko V.D. Problemy razrabotki zalezhi nefi pri gazovom zavodnenii i chereduyushcheisya zakachke vody i gaza [Oil Deposits Development Problems during gas flooding and Alternating Water and Gas Injection]. *Neftpromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 2007, No. 2, pp. 4-15. [in Russian].

зовым воздействием // Нефтепромысловое дело. 2009. № 11. С. 27-29.

5. Кокорев В.И. Газовые методы - новая технология увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтепромысловое дело. 2009. № 11. С. 24-27.

6. Зацепин В.В., Максutow Р.А. Основные факторы, определяющие эффективность водогазового воздействия с одновременной закачкой воды и газа // Нефтепромысловое дело. 2008. № 10. С. 18-24.

7. Лукьянов Ю.В., Шувалов А.В., Сулейманов А.А., Пияков Г.Н. Лабораторное обоснование параметров вытеснения нефти при водогазовом воздействии на карбонатные коллекторы // Нефтяное хозяйство. 2008. № 12. С. 63-67.

8. Пат. 2594 027 РФ, МПК Е 21 В 43/20. Способ скважинной разработки участка нефтяного пласта / А.И. Пономарев, И.З. Денисламов, И.З. Исаев (РФ). 2015127344/03, Заявлено 07.07.2015; Опубл. 10.08.2016. Бюл. 22.

9. Надыров А.И., Владимиров И.В., Пономарев А.И. Исследование теплового воздействия при разработке залежи высоковязкой нефти с применением U-образной многофункциональной скважины // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Вып. 2 (112). С. 9-22.

10. Пономарев А.И., Денисламов И.З., Владимиров И.В., Миндияров Ф.Ф., Шаяхметов А.И. Многофункциональные скважины для разработки залежей высоковязкой нефти // Нефтепромысловое дело. 2017. № 8. С. 20-24.

11. Рассохин С.Г., Троицкий В.М., Соколов А.Ф., Мизин А.В. Исследование влияния режимов водогазового воздействия на эффективность вытеснения нефти по результатам физического моделирования // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. статей / Под ред. Б.А. Григорьева. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. № 3. С. 179-196.

4. Kurapova I.G., Kozhin V.N., Vladimirov I.V. e.a. Ob intensifikatsii vytesneniya nefti iz plasta A₃ Yakushkinskogo mestorozhdeniya vodogazovym vozdeistviem [Oil Replacement Intensification out of A₃ Formation of Yakushkinsky Oil Field]. *Neftpromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 2009, No. 11, pp. 27-29. [in Russian].

5. Kokorev V.I. Gazovye metody - novaya tekhnologiya uvelicheniya nefteotdachi plastov [Gas Methods Is the New Technology of Increasing Formation Oil Recovery]. *Neftpromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 2009, No. 11, pp. 24-27. [in Russian].

6. Zatsepin V.V., Maksutov R.A. Osnovnye faktory, opredelyayushchie effektivnost' vodogazovogo vozdeistviya s odnovennoy zakachkoi vody i gaza [The Main Factors Determining Water and Gas Effectiveness with Simultaneous Injection of Water and Gas]. *Neftpromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 2008, No. 10, pp. 18-24. [in Russian].

7. Luk'yanov Yu.V., Shuvalov A.V., Suleimanov A.A., Piyakov G.N. Laboratornoe obosnovanie parametrov vytesneniya nefti pri vodogazovom vozdeistvii na karbonatnye kolektory [Laboratory Substantiation of Parameters of Oil Displacement at Water-Gas Stimulation of Carbonate Reservoirs]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2008, No. 12, pp. 63-67. [in Russian].

8. Ponomarev A.I., Denislamov I.Z., Isaev I.Z. *Sposob skvazhinnoi razrabotki uchastka neftyanogo plasta* [Method of Well Development of a Section of an Oil Reservoir]. Patent RF, 2016. [in Russian].

9. Nadyrov A.I., Vladimirov I.V., Ponomarev A.I. Issledovanie teplovogo vozdeistviya pri razrabotke zalezhi vysokovyazkoi nefti s primeneniem U-obraznoi mnogofunktsional'noi skvazhiny [Thermal Treatment Research for High-Viscosity Oil Deposits Using U-Shaped Multiple-Function Wells]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2018, Issue 2 (112), pp. 9-22. [in Russian].

10. Ponomarev A.I., Denislamov I.Z., Vladimirov I.V., Mindiyarov F.F., Shayakhmetov A.I. Mnogofunktsional'nye skvazhiny dlya razrabotki zalezhei vysokovyazkoi nefti [Multifunctional Wells for Development of High-Viscosity Oil Deposits]. *Neftpromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 2017, No. 8, pp. 20-24. [in Russian].

11. Rassokhin S.G., Troitskii V.M., Sokolov A.F., Mizin A.V. Issledovanie vliyaniya rezhimov vodogazovogo vozdeistviya na effektivnost' vytesneniya nefti po rezul'tatam fizicheskogo modelirovaniya [Investigation of the Influence of Water-Gas Effect Regimes on the Oil Displacement Efficiency according to the Results of Physical Modeling]. *Sbornik nauchnykh statei «Aktual'nye voprosy issledovaniy plastovykh sistem mestorozhdenii uglevodorodov»* [Collection of Scientific Articles «Actual Problems of Research of Reservoir Systems of Hydrocarbon Deposits»]. Moscow, Gazprom VNIIGAZ, 2012, No. 3, pp. 179-196. [in Russian].

Авторы

• Надыров Айдар Ильшатович
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Магистрант кафедры «Разработка
и эксплуатация газовых
и нефтегазоконденсатных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1

• Владимиров Игорь Вячеславович, доктор
технических наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Профессор кафедры «Разработка
и эксплуатация газовых
и нефтегазоконденсатных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: igorv@ufamail.ru

The Authors

• Nadyrov Aidar I.
Ufa State Petroleum Technological University
Undergraduate Student of Gas
and Oil-Gas-Condensate Fields Design
and Exploitation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation

• Vladimirov Igor V., Doctor of Engineering Sciences,
Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Gas and Oil-Gas-Condensate Fields
Design and Exploitation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: igorv@ufamail.ru