DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-2-9-22
УДК 622.276.65-026.732

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

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

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

THERMAL TREATMENT RESEARCH FOR HIGH-VISCOSITY OIL DEPOSITS USING U-SHAPED MULTIPLE-FUNCTION WELLS

Введение

На сегодняшний день существует достаточно большое количество научных работ, посвященных разработке залежей высоковязкой нефти (ВВН). С развитием горизонтального бурения были предложены различные технологии по разработке залежей ВВН, одной из которых является применение многофункциональной U-образной скважины (МФС). В статье представлены результаты теоретических исследований применения МФС для теплового воздействия на залежи ВВН. Приведены зависимости эффективности технологии от расположения стволов МФС в разрезе пласта и от температуры закачиваемого теплоносителя (горячей воды).

Цели и задачи

Целью работы является изучение влияния расположения горизонтальных стволов МФС в разрезе пласта, температуры закачиваемого агента, расстояния между горизонтальными стволами на коэффициент извлечения нефти.

Background

Currently, there is quite a large number of scientific papers considering the development of high-viscosity oil (HVO) deposits. Various technologies of developing HVO deposits have been tried while the horizontal drilling development and one of them is the use of multiple-function U-shaped wells (MFW). This article presents the results of theoretical studies of the use of the MFW for the thermal treatment of high-viscosity oil deposits. The dependencies of process efficiency on MFW bore location in the layer section and injected thermal fluid (hot water) temperature are shown.

Aims and Objectives

To study the influence of horizontal MFW bores location in the layer section, the temperature of the injected fluid, and the distance between well bores on the oil recovery factor.

Результаты

Показано, что:

- в случае однородного изотропного коллектора для более полной выработки запасов вариант расположения горизонтальных стволов друг против друга является наиболее рациональным, причем если стволы расположены по центру пласта, достигается наибольший эффект от теплового воздействия;
- расстояние между горизонтальными стволами существенно влияет на конечный коэффициент извлечения нефти, поэтому необходимо подбирать это расстояние, исходя из геолого-физической характеристики коллектора;
- увеличение температуры закачиваемой воды не всегда приводит к росту коэффициента извлечения нефти, поэтому на этапе планирования проводки МФС необходимо учитывать данный факт.

Results

It is shown that:

- in the case of the homogeneous isotropic reservoir, the best oil recovery factor is acquired by locating the horizontal well bores against each other being the most rational option, and the greatest heat exposure is achieved if the horizontal well bores are located on center of the formation;
- distance between the horizontal well bores significantly affects the final oil recovery factor, therefore, it is necessary to choose this distance based on geological and physical characteristics of the reservoir;
- increasing the temperature of the injected water does not always lead to the growth of oil recovery factor; therefore, at the planning stage of MFWs drilling it is necessary to consider this fact.

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

Key words: multiple-function well, horizontal well bore, high-viscous oil deposit, thermal recovery, oil recovery factor

В связи с массовым вводом в разработку залежей высоковязкой нефти (ВВН) в последнее десятилетие появилось достаточно много научных работ, посвященных исследованию теплового воздействия при разработке залежей ВВН [1-19].

Пономаревым А.И., Денисламовым И.З. и Исаевым И.З. предложен способ разработки залежей ВВН с использованием многофункциональной U-образной 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 [20]. Стоит отметить, что использование МФС позволяет реализовывать еще один

эффективный способ разработки залежей ВВН - водогазовое воздействие (ВГВ).

Учитывая преимущества МФС, возникает задача исследования влияния различных геолого-технологических факторов на эффективность нефтеизвлечения.

В настоящей работе 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.

На рисунке 1 представлена реализация МФС в гидродинамической модели. В гидродинамической модели использована тепло-

вая опция, предусматривающая зависимость свойств флюидов от температуры.

На рисунке 2 представлены зависимости коэффициентов изменения вязкости нефти и воды от температуры пласта.

Рассмотрено 9 вариантов расположения ГС МФС относительно друг друга в толще пласта (таблица 2). При этом добыча пластового флюида ведется из ближнего к устью ГС, закачка теплоносителя - из дальнего ГС.

В качестве теплоносителя использована горячая вода с различной температурой: 90 °С, 110 °С, 130 °С, 150 °С, 170 °С.

Исследовано влияние расстояния между ГС на эффективность нефтеизвлечения. 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, полученные для каждого варианта, сравнивались с *базовым вариантом, предусматривающим разработку пласта при изотермическом заводнении.*

В качестве базового был выбран вариант с расположением нагнетательного и добывающего ГС по центру пласта.

В гидродинамической модели на работу скважины были наложены следующие ограничения:

- компенсация отборов жидкости закачкой 100 %;
- начальные дебиты жидкости добывающего ствола 200 м³/сут;
- приемистость нагнетательного ствола 220 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 200 атм.

Результаты расчетов были сведены в различные графические зависимости, наиболее информативные из которых показаны ниже. На рисунке 3 представлена зависимость коэффициента извлечения нефти (КИН) от температуры теплоносителя для случая, когда расстояние между ГС составляет 150 м.

Таблица 1. Исходные данные для построения гидродинамической модели

Параметр	Значение
Геометрические размеры модельного участка пласта	300×300×30 м
Размер сетки модели	10×10×30 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. Гидродинамическая модель: вид сверху (а); вид сбоку (б)

Рисунок 2. Зависимости коэффициентов изменения вязкости нефти и воды от температуры пласта

Таблица 2. Варианты расположения горизонтальных стволов многофункциональной U-образной скважины в разрезе пласта

№ варианта	Описание	3D (вид сбоку)
1	нагнетательный внизу, добывающий вверх
2	нагнетательный внизу, добывающий в середине
3	нагнетательный внизу, добывающий внизу
4	нагнетательный в середине, добывающий вверх
5	нагнетательный в середине, добывающий в середине
6	нагнетательный в середине, добывающий внизу
7	нагнетательный вверх, добывающий внизу
8	нагнетательный вверх, добывающий в середине
9	нагнетательный вверх, добывающий вверх
Базовый	нагнетательный в середине, добывающий в середине (изотермическое заводнение)

Рисунок 3. Зависимость КИН от температуры закачиваемой воды в случае расстояния между ГС 150 м

Анализируя зависимости, приведенные на рисунке 3, можно заметить, что с увеличением температуры закачиваемой воды практически для всех вариантов КИН будет возрастать. Для выявления *эффективности того или иного варианта разработки* стоит объединить их в несколько групп:

- варианты, в которых дальнейшее повышение температуры не будет давать сильного эффекта (рисунок 3, графики 4-6);
- варианты со средним эффектом (рисунок 3, графики 1, 2, 7, 8);
- варианты с достаточно сильным эффектом (рисунок 3, графики 3, 9).

Возникновение таких групп вариантов связано с особенностями дренирования ВВН к добывающему ГС.

Например, группа вариантов с сильным эффектом характеризуется тем, что ГС расположены друг против друга (у кровли (таб-

лица 2, 9 вариант) или подошвы пласта (таблица 2, 3 вариант)). Для этих вариантов характерна интенсивная выработка запасов из прикровельной либо приподошвенной части пласта.

Рост температуры нагнетаемого агента увеличивает объем прогретой зоны пласта и тем самым значимо повышает эффективность нефтеизвлечения, при этом КИН для варианта 3 несколько выше, чем для варианта 9, что связано с влиянием гравитационных сил.

Интересно, что вариант 5, характеризующийся расположением ГС друг против друга в середине толщи пласта, не имеет столь сильную зависимость от температуры, как варианты 3 и 9. Для варианта 5 характерны высокие значения КИН уже при температуре закачиваемой воды 90 °C. Это связано с

тем, что расширение теплового фронта по толщине пласта происходит как вверх, так и вниз, тем самым охватывается максимальный объем нефтенасыщенного коллектора. Однако дальнейший рост температуры закачиваемого агента (более 130 °С) приводит к незначительному снижению КИН. Такая зависимость связана с конкуренцией двух процессов: снижением вязкости воды с ростом температуры (а, значит, и с увеличением скорости движения водной фазы) и неоднородностью прогрева пласта. Как показывают расчеты, с увеличением температуры вытесняющего агента возрастает неоднородность поля температуры пласта.

Таким образом, существуют критические значения температуры закачиваемой воды, при которой ее подвижность будет настолько возрастать, что наряду со значительным прогревом пласта и уменьшением вязкости нефти (рисунок 4) будет происходить более ранний прорыв воды к добывающему ГС и уменьшение объема прогретого коллектора. Аналогичная зависимость наблюдается по 4 и 6 вариантам, когда нагнетательный ГС располагается в середине толщи пласта. Видно, что уже при температуре теплоносителя 90 °С выработка запасов нефти происходит более эффективно по сравнению с базовым вариантом. Дальнейшее увеличение температуры закачки будет приводить к проявлению такого же эффекта, как и в 5 варианте.

В вариантах, характеризующихся средним эффектом, нагнетательный ГС расположен либо у кровли, либо у подошвы, тогда как добывающий ствол может быть размещен как в противоположном направлении (либо у подошвы, либо у кровли (по диагонали)), так и по центру пласта. При повышении температуры нагнетаемого агента КИН будет возрастать, причем варианты с противоположным расположением (по диагонали) более эффективны также в результате повышения охвата тепловым воздействием. В сравнении с первой группой вариантов возрастание КИН с ростом температуры менее интенсивно.

Обращает внимание тот факт, что не все варианты теплового воздействия всегда дают прирост КИН относительно базового ва-

рианта. Видно, что при температуре теплоносителя 90 °С только 4, 5 и 6 варианты имеют положительную эффективность. Однако с ростом температуры теплоносителя до 120 °С и выше все варианты теплового воздействия дают прирост конечного КИН. Более высокая эффективность вариантов 4, 5 и 6 по сравнению с базовым вариантом связана с тем, что нагнетательный ГС располагается по центру пласта. Такое расположение является более эффективным, т.к. обеспечивает больший охват пласта тепловым воздействием (по толщине).

Для вариантов расположения нагнетательного ГС в прикровельной или приподошвенной зонах пласта существует критическое значение температуры теплоносителя, ниже которого осуществление теплового воздействия менее эффективно, чем изотермическое заводнение (например, для 2 и 8 варианта критическая температура теплоносителя составляет 120 °С).

Для сопоставления с базовым вариантом рассмотренных вариантов размещения ГС при тепловом воздействии были построены динамики изменения дебита и накопленной добычи нефти (q_n^N) от базы ($q_n^{баз}$) в долях базового варианта (т.е. динамика величины $(q_n^N - q_n^{баз})/q_n^{баз}$) при различных температурах закачки (рисунки 5, 6). Следует отметить, что динамика показателей построена только до конца разработки по базовому варианту. Анализируя динамику относительного прироста дебита нефти по вариантам, можно увидеть, что на начальном этапе разработки все варианты с тепловым воздействием работают с меньшим дебитом. В конце первого, в начале второго года наблюдается резкий скачок по данному показателю, по некоторым вариантам прирост дебита нефти становится даже положительным (до 10 %). Резкий рост связан с тем, что фронт вытеснения перегретой водой достигает добывающего ствола. После этого на протяжении приблизительно трех лет в целом по пласту происходят постепенный прогрев коллектора и уменьшение вязкости нефти, при этом прирост дебита нефти становится положительным (по некоторым вариантам дебиты возрастают на 35 % по сравнению с базовым).

Рисунок 4. Динамика средней температуры пласта и вязкости нефти для расстояния между ГС 150 м при температуре закачиваемой воды: 90 °С (а); 170 °С (б)

Рисунок 5. Динамика $(q_N^N - q_N^{\text{база}})/q_N^{\text{база}}$ при температуре закачиваемой воды: 90 °С (а); 170 °С (б)

Рисунок 6. Динамика $(Q_N^N - Q_N^{\text{база}})/Q_N^{\text{база}}$ при температуре закачиваемой воды: 90 °С (а); 170 °С (б)

С увеличением температуры теплоносителя дебиты по рассматриваемым вариантам возрастают более значимо (в среднем на 50-60 % по сравнению с базовым вариантом). Можно сделать вывод о том, что для более эффективной разработки необходимо подбирать температуру закачки, учитывая все факторы: геолого-физические особенности пласта, расположение ГС по пласту и т.д.

На рисунке 6 представлены относительные приросты накопленной добычи нефти по вариантам. В целом по данным графикам прослеживается аналогичная закономерность, как и по дебитам, - по истечении определенного времени пласт прогревается, и имеет место эффект от теплового воздействия (снижается вязкость нефти, повышается ее подвижность). Причем чем выше температура теплоносителя, тем быстрее нарастает накопленный технологический эффект.

Сравнение относительных приростов накопленных отборов нефти по вариантам теплового воздействия показывает, что при температуре теплоносителя 90 °С для восьми

вариантов рассматриваемое отношение на конец базового периода является отрицательным, т.е. в течение периода времени, соответствующего длительности разработки по базовому варианту, эффект от теплового воздействия для данных вариантов отрицательный. В то же время для вариантов 4, 5 и 6 мы получаем положительный прирост КИН при закачке горячей воды с температурой 90 °С. Это связано с тем, что время разработки по базовому варианту меньше, чем в рассматриваемых вариантах. Важным преимуществом динамик, представленных на рисунке 6, является не сравнение КИН, а анализ изменения накопленных показателей, выявление положительных и отрицательных сторон каждого варианта.

Так, видно, что 5 вариант обеспечивает темп роста технологического эффекта, дает при этом наиболее высокий КИН за более короткий промежуток времени. Применение остальных 8 вариантов будет приводить к более долгой выработке запасов при более высоких значениях обводненности продукции. Соот-

ветственно, увеличение температуры закачиваемой воды будет сокращать срок выхода накопленных показателей на уровень базового варианта и позволит достичь более высоких значений КИН на конец периода разработки по базовому варианту.

Интересным является тот факт, что увеличение расстояния между ГС (до 200 м) повышает эффективность теплового воздействия, т.е. прирост КИН по всем вариантам будет положительным даже при температуре теплоносителя 90 °С (рисунок 7). Данное явление связано с тем, что с увеличением расстояния между ГС объем прогреваемого коллектора также увеличивается.

Из этого можно сделать вывод, что чем больше удельных дренируемых запасов будет приходиться на добывающий ствол, тем больших коэффициентов нефтеизвлечения можно будет достичь. При этом в зависимости от геолого-физических условий коллектора будет существовать критическое расстояние между ГС, при котором будет обеспечиваться наибольшее значение КИН.

Стоит отметить, что для маловязких нефтей это расстояние будет обуславливаться условием эффективности работы системы ППД, а для ВВН - эффективностью прогрева целика нефти между ГС при осуществлении теплового воздействия.

Таким образом, *расстояние между ГС существенно влияет на конечный КИН*. Поэтому к выбору данного параметра нужно подходить достаточно тщательно, учитывая все особенности рассматриваемого коллектора и насыщающих его пластовых флюидов.

Анализируя приведенные закономерности, можно ввести такой параметр, как минимальное расстояние между ГС, при котором по выбранному варианту расположения стволов эффект от теплового воздействия будет равен эффекту от изотермического заводнения.

Определив этот параметр для каждого значения температуры теплоносителя, можно предсказать знак эффекта от теплового воздействия.

Рисунок 7. Зависимость КИН от температуры закачиваемой воды в случае расстояния между ГС 200 м

Из приведенных выше зависимостей видно, что для расстояния между ГС 150 м и температуры теплоносителя 90 °С при использовании вариантов расположения 1, 2, 3, 7, 8, 9 не выдерживается минимальное расстояние. Соответственно, причиной отрицательного эффекта от теплового воздействия по этим вариантам будет являться неверный выбор расстояния между стволами. Кроме того, результаты гидродинамического моделирования показали, что при разработке залежи ВВН с помощью МФС для условий рассматриваемых задач варианты с расположением ГС «друг против друга» являются максимально эффективными (варианты 3, 5, 9). На рисунке 4 представлены динамики сред-

ней температуры пласта и вязкости нефти (показаны только два варианта расположения ГС МФС: с максимальным и минимальным технологическим эффектом, остальные кривые расположены между ними). Видно, что расположение скважин друг против друга по центру пласта обладает наибольшей эффективностью, т.к. обеспечивает более сильный прогрев пласта и, соответственно, наибольшее снижение вязкости нефти. На рисунке 4, б показано, каким образом будут меняться средняя температура пласта и вязкость нефти с увеличением температуры теплоносителя.

Результаты расчетов по всем вариантам сведены в таблицу 3.

Таблица 3. Результаты исследования

№ варианта	L, м	t = 90 °С		t = 110 °С		t = 130 °С		t = 150 °С		t = 170 °С	
		КИН, д.ед.	T, лет	КИН, д.ед.	T, лет	КИН, д.ед.	T, лет	КИН, д.ед.	T, лет	КИН, д.ед.	T, лет
1	150 м	0,247	14,1	0,250	13,9	0,255	14,0	0,258	13,9	0,258	13,8
2		0,242	13,4	0,245	13,4	0,253	13,8	0,256	13,6	0,256	13,3
3		0,247	13,3	0,255	13,9	0,266	14,4	0,269	14,2	0,269	13,8
4		0,255	14,1	0,255	13,7	0,256	13,3	0,256	13,0	0,255	12,8
5		0,265	13,9	0,266	13,5	0,267	13,2	0,266	12,8	0,265	12,5
6		0,253	14,4	0,254	14,0	0,255	13,7	0,254	13,3	0,254	13,2
7		0,248	13,9	0,251	13,8	0,256	13,9	0,258	13,8	0,259	13,6
8		0,241	13,3	0,245	13,4	0,252	13,7	0,255	13,5	0,256	13,3
9		0,246	13,4	0,254	13,9	0,264	14,5	0,267	14,3	0,268	13,8
Базовый		0,249	13,3	0,249	13,3	0,249	13,3	0,249	13,3	0,249	13,3
1	200 м	0,336	23,1	0,339	22,6	0,342	22,2	0,344	21,8	0,343	21,4
2		0,331	22,2	0,335	21,7	0,338	21,4	0,339	21,1	0,339	20,7
3		0,333	21,6	0,341	21,7	0,349	21,8	0,352	21,6	0,353	21,2
4		0,341	23,0	0,344	22,4	0,344	21,8	0,343	21,3	0,343	21,0
5		0,349	22,3	0,349	21,7	0,349	21,3	0,352	21,2	0,354	21,2
6		0,341	23,7	0,344	23,2	0,344	22,6	0,344	22,1	0,343	21,7
7		0,337	22,7	0,339	22,2	0,342	21,9	0,344	21,6	0,343	21,2
8		0,331	22,1	0,335	21,7	0,338	21,3	0,340	21,1	0,339	20,7
9		0,333	21,8	0,339	21,8	0,348	22,0	0,351	21,7	0,352	21,4
Базовый		0,324	20,1	0,324	20,1	0,324	20,1	0,324	20,1	0,324	20,1

Выводы:

- выявлено, что в случае однородного изотропного коллектора вариант расположения горизонтальных стволов друг против друга обеспечивает наиболее полную выработку запасов нефти;
- при разработке залежи ВВН с применением МФС при расположении горизонтальных стволов друг против друга в середине толщи пласта 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 (например, по третьему варианту с температурой теплоносителя 170 °С и максимальным значением КИН). Таким образом, выбирая наиболее эффективную конфигурацию стволов МФС, можно достигать более высоких значений КИН при более низких эксплуатационных затратах (более низких значениях температуры теплоносителя);
- в большинстве других вариантов для получения положительного эффекта от теплового воздействия необходимо осуществлять закачку воды при температуре не ниже 120 °С;
- увеличение температуры теплоносителя не всегда приводит к росту коэффициента нефтеизвлечения, поэтому на этапе планирования проводки МФС рекомендуется строить наиболее адекватные секторные модели участков рассматриваемого объекта разработки;
- выбор расстояния между горизонтальными стволами оказывает достаточно сильное влияние на КИН, необходимо подбирать этот параметр исходя из геолого-физических характеристик пласта;
- учитывая высокую стоимость МФС, необходимо обеспечить наиболее рациональные траекторию и расположение системы горизонтальных стволов по пласту, учитывая все особенности залегания коллектора.

Список литературы

1. Муслимов Р.Х. Пути совершенствования эффективности использования горизонтальных скважин для разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений // Георесурсы. 2016. Т. 18. № 3. С. 146-153.
2. Владимиров И.В., Пичугин О.Н. Исследование процессов неизотермической фильтрации высоковязкой нефти в коллекторе с высокопроницаемыми каналами // Нефтепромысловое дело. 2013. № 11. С. 26-31.
3. 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.
4. Рузин Л.М. Пути совершенствования методов теплового воздействия на залежи высоковязких тяжелых нефтей // Роль науки при расширении сферы деятельности нефтяников Татарстана: сб. ст. 2008. С. 89-106.
5. Владимиров И.В., Альмухаметова Э.М., Варисова Р.Р. Применение нестационарного заводнения в условно однородном по проницаемости коллекторе, насыщенном высоковязкой нефтью // Нефтепромысловое дело. 2016. № 6. С. 18-22.
6. Амерханов М.И. Методы управления парогравитационным воздействием с помощью двух-

References

1. Muslimov R.Kh. Puti sovershenstvovaniya effektivnosti ispol'zovaniya gorizontal'nykh skvazhin dlya razrabotki neftyanykh i neftegazovykh mestorozhdenii [Ways to Improve the Efficiency of Horizontal Wells for the Development of Oil and Gas Field]. *Georesursy - Georesources*, 2016, Vol. 18, No. 3, pp. 146-153. [in Russian].
2. Vladimirov I.V., Pichugin O.N. Issledovanie protsessov neizotermicheskoi fil'tratsii vysokovязkoi nef'ti v kollektore s vysokopronitsaemymi kanalami [Study of High-Viscous Oil Non-Isothermal Filtration in a Collector with Highly-Permeable Channels]. *Neftepromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 2013. No. 11, pp. 26-31. [in Russian].
3. Ponomarev A.I., Denislammov I.Z., Vladimirov I.V., Mindiyarov F.F., Shayakhmetov A.I. Mnogofunktsional'nye skvazhiny dlya razrabotki zalezhei vysokovязkoi nef'ti [Multifunctional Wells for High-Viscous Deposits Development]. *Neftepromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 2017, No. 8, pp. 20-24. [in Russian].
4. Ruzin L.M. Puti sovershenstvovaniya metodov teplovogo vozdeistviya na zalezhi vysokovязkikh tyazhelykh nef'tei [Ways to Improve the Methods of Thermal Effects on High-Viscosity Heavy Oil Deposits]. *Sbornik statei «Rol' nauki pri rasshirenii sfery deyatel'nosti nef'tyanikov Tatarstana»* [Collection of

устевых скважин // Нефтяное хозяйство. 2008. № 7. С. 64-65.

7. Создание и промышленное внедрение комплекса технологий разработки месторождений сверхвязких нефтей / Ш.Ф. Тахаутдинов, Н.Г. Ибрагимов, Р.С. Хисамов, Р.К. Сабиров, Р.Р. Ибатуллин, А.Т. Зарипов. Казань: Фэн, 2011. 189 с.

8. Владимиров И.В., Альмухаметова Э.М. Нестационарное тепловое воздействие при разработке залежей высоковязкой нефти // Нефтепромысловое дело. 2016. № 4. С. 23-27.

9. Боксерман А.А., Раковский Н.Л., Глаз И.А. Разработка нефтяных месторождений путем сочетания заводнения с нагнетанием пара // Разработка нефтяных и газовых месторождений (Итоги науки и техники). 1975. С. 69-156.

10. Ibatullin R.R., Ibragimov N.G., Khisamov R.S., Zaripov A.T. Problems and Solutions for Shallow Heavy Oil Production // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, 16-18 October 2012. Moscow, Russia. SPE 161998.

11. Хисамов Р.С. Анализ эффективности выработки запасов сверхвязкой битуминозной нефти при парогравитационном воздействии // Нефтяное хозяйство. 2014. № 7. С. 24-27.

12. Miller K.A, Xiao Y. Improving the Performance of Classic SAGD with Offsetting Vertical Producers // JCPT. 2010. No. 2. С. 22-27.

13. Greaves M., Xia T.X. Underground Upgrading of Heavy Oil Using THAI - «Toe-to-Heel Air Injection» // SPE 97728-MS. 2005.

14. Wassmuth F.R. e.a. Polymer Flood Technology for Heavy Oil Recovery // SPE 2007-182. 2007.

15. Yazdani A.J., Maini B.B. Effect of Drainage Height and Grain Size on the Convective Dispersion in the Vapex Process: Experimental Study // SPE Paper 89409 Presented at the 2004 SPE/DOE Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa. Oklahoma, USA, 17-21 April 2004.

16. Briggs P.J., Baron P.R., Fulleylove R.J. Development of Heavy-Oil Reservoirs // Journal of Petroleum Technology. 1988. February. P. 206-214.

17. Caudle B.H., Silberger J.H. Steam Injection as a Possible Stimulator for Water Injection Wells // Prod. Month. 1963. Vol. 27. No. 10. P. 8-9.

18. Marx S.M., Longenheim R.N. Recovery Heating by Hot Fluid Injection // Trans. AIME. 1959. Vol. 216. P. 312-315.

19. Saleh M.M. The Steam Slug Process // Prod. Month. 1968. No. 11. P. 416-501.

20. Пат. 2594027 РФ, МПК Е 21 В 43/20. Способ скважинной разработки участка нефтяного пласта / А.И. Пономарев, И.З. Денисламов, И.З. Исаев. 2015127344/03, заявл. 07.07.2015; опубл. 10.08.2016. Бюл. 22.

Articles «The Role of Science in Expanding the Sphere of Activity of Oil Companies in Tatarstan». 2008, pp. 89-106. [in Russian].

5. Vladimirov I.V., Al'mukhametova E.M., Varisova R.R. Primenenie nestatsionarnogo zavodneniya v uslovno odnorodnom po pronitsaemosti kollektore, nasyshchennom vysokov'yazkoi neft'yu [Application of Non-Stationary Water-Flooding in Conditionally-Uniform Permeable Reservoir with High-Viscous Oil]. *Neftpromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 2016, No. 6, pp. 18-22. [in Russian].

6. Amerkhanov M.I. Metody upravleniya parogravitatsionnym vozdeistviem s pomoshch'yu dvukhust'evykh skvazhin [Methods of Steam-Gravite Treatment Control for Two-Head Wells]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2008, No. 7, pp. 64-65. [in Russian].

7. Takhautdinov Sh.F., Ibragimov N.G., Khisamov R.S., Sabirov R.K., Ibatullin R.R., Zaripov A.T. *Sozdanie i promyshlennoe vnedrenie kompleksa tekhnologii razrabotki mestorozhdenii sverkhv'yazkikh neftei* [Creation and Industrial Implementation of a Complex of Technologies for the Development of Deposits of Super Viscous Oils]. Kazan, Fen Publ., 2011. 189 p. [in Russian].

8. Vladimirov I.V., Al'mukhametova E.M. Nestatsionarnoe teplovoe vozdeistvie pri razrabotke zalezhei vysokov'yazkoi nefti [Non-stationary Thermal Effect when Developing Deposits of High-Viscous Oil]. *Neftpromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 2016, No. 4, pp. 23-27. [in Russian].

9. Bokserman A.A., Rakovskii H.L., Glaz I.A. Razrabotka neftnykh mestorozhdenii putem sochetaniya zavodneniya s nagnetaniem para [Development of Oil Fields by Combining Waterflooding with Steam Injection]. *Razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdenii. Itogi nauki i tekhniki* [Development of Oil and Gas Fields. The Achievements of Science and Technology]. 1975, pp. 69-156. [in Russian].

10. Ibatullin R.R., Ibragimov N.G., Khisamov R.S., Zaripov A.T. Problems and Solutions for Shallow Heavy Oil Production. *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, 16-18 October 2012*. Moscow, Russia, 2012. SPE 161998.

11. Khisamov R.S. Analiz effektivnosti vyrabotki zapasov sverkhv'yazkoi bituminoznoi nefti pri parogravitatsionnom vozdeistvii [Analysis of Efficiency of Steam-Gravity Recovery Technology for Development of Heavy Oil Reserves]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2014, No. 7, pp. 24-27. [in Russian].

12. Miller K.A, Xiao Y. Improving the Performance of Classic SAGD with Offsetting Vertical Producers. *JCPT*, 2010, No. 2, pp. 22-27.

13. Greaves M., Xia T.X. Underground Upgrading of Heavy Oil Using THAI - «Toe-to-Heel Air Injection». *SPE 97728-MS*. 2005.

14. Wassmuth F.R. e.a. Polymer Flood Technology for Heavy Oil Recovery. *SPE 2007-182*. 2007.

15. Yazdani A.J., Maini B.B. Effect of Drainage Height and Grain Size on the Convective Dispersion

in the Vapex Process: Experimental Study. *SPE Paper 89409 Presented at the 2004 SPE/DOE Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa*. Oklahoma, USA, 17-21 April, 2004.

16. Briggs P.J., Baron P.R., Fulleylove R.J. Development of Heavy-Oil Reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 1988, February, pp. 206-214.

17. Caudle B.H., Silberger J.H. Steam Injection as a Possible Stimulator for Water Injection Wells. *Prod. Month.*, 1963, Vol. 27, No. 10, pp. 8-9.

18. Marx S.M., Longenheim R.N. Recovery Heating by Hot Fluid Injection. *Trans. AIME*, 1959, Vol. 216, pp. 312-315.

19. Saleh M.M. The Steam Slug Process. *Prod. Month.*, 1968, No. 11, pp. 416-501.

20. Ponomarev A.I., Denislamov I.Z., Isaev I.Z. *Sposob skvazhinnoi razrabotki uchastka neftyanogo plasta* [Way of Borehole Development of the Site of Oil Layer]. Patent RF, No. 2594027, 2016. [in Russian].

Авторы

• Надыров Айдар Ильшатovich
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

• Пономарев Александр Иосифович, доктор
технических наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Заведующий кафедрой «Разработка
и эксплуатация газовых
и нефтегазоконденсатных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: kafedrargkm@mail.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

• Ponomarev Aleksander I., Doctor of Engineering
Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Head of Gas and Oil-Gas-Condensate Fields Design
and Exploitation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: kafedrargkm@mail.ru