

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2020.1.109-124>

УДК 622.276.1/4.001.57 + 622.276.42.001

**ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРА ПРОТЕКАНИЯ ПРОЦЕССОВ
ФИЛЬТРАЦИИ В ЗАЛЕЖАХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ И СВЕРХВЯЗКОЙ
НЕФТИ ПРИ ЗАКАЧКЕ ВОЗДУХА С ПОМОЩЬЮ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

¹Низаев Р.Х., ¹Александров Г.В., ²Егорова Ю.Л.

¹Институт «ТатНИПИнефть»

²ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

**RESERVOIR SIMULATION MODELS USED TO STUDY FLUID
FILTRATION PROCESSES IN HEAVY AND EXTRA-HEAVY OIL
FIELDS DEVELOPED BY AIR INJECTION**

¹R.Kh. Nizaev, ¹G.V. Aleksandrov, ²Yu.L. Yegorova

¹TatNIPIneft Institute

²Almetyevsk State Oil Institute

E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Аннотация. В статье представлены и обобщены результаты проведённых с помощью цифрового фильтрационного моделирования исследований характера протекания процессов в пласте при закачке воздуха в залежи высоковязкой и сверхвязкой нефти с различными геологофизическими свойствами пласта и физико-химическими свойствами пластовой нефти. По условиям залегания нефтеносной залежи были рассмотрены два типа залежей нефти с значениями начальной нефтенасыщенности пласта 0,4, 0,6 и 0,8. Для залежей нефти, близких по условиям залегания к залежам нефти, приуроченным к отложениям шешминского горизонта уфимского яруса, при расчётах был рассмотрен диапазон значений вязкости нефти в начальных пластовых условиях в пределах от 1000 до 50000 мПа·с. Для залежей нефти, близких по условиям залегания к залежам нефти, приуроченным к отложениям башкирского, визейского и турнейского ярусов, рассмотрены значения вязкости нефти в начальных пластовых условиях в диапазоне от 300 до 900 мПа·с.

Для залежей нефти, близких по условиям залегания к отложениям шешминского горизонта при начальной нефтенасыщенности 0,8 без содержания свободной воды в начальных пластовых условиях установлена зависимость от начальной вязкости нефти промежутка времени от начала закачки воздуха до начала интенсивного роста среднепластовой температуры. На основании полученных значений коэффициентов нефтеизвлечения залежей нефти получены зависимости полиномиального и степенного типа коэффициента нефтеизвлечения от исходных параметров залежи – глубины залегания, вязкости пластовой нефти, начальной нефтенасыщенности.

Ключевые слова: залежь высоковязкой нефти, залежь сверхвязкой нефти, фильтрационного моделирования закачка воздуха, вязкость нефти, среднепластовая температура, коэффициент нефтеизвлечения

Abstract. The paper summarizes results of model studies of in-situ processes in heavy and extra-heavy oil reservoirs with differing geological and PVT characteristics developed by air injection. In terms of the mode of oil occurrence, two types of reservoirs with the original oil saturation values 0.4, 0.6, and 0.8 were considered, namely, reservoirs similar to those associated with the Sheshminskian formation dated to the Ufimian age, and reservoirs similar to those confined to the Bashkirian, the Visean, and the Tournaisian formations. For the former, the original oil viscosities from 1000 to 50,000 mPa·s were used in calculations, while for the latter, the original oil viscosity values ranged from 300 to 900 mPa·s. It was found that for the first type of reservoirs, with the original oil saturation 0.8 and zero free water at initial reservoir conditions, the time period between the start of air injection and the start of the formation temperature intensive growth is defined by the original oil viscosity. Based on the obtained oil recoveries, polynomial and power-law dependencies of oil recovery factor vs. initial reservoir conditions—depth of reservoir, in-situ viscosity, and original oil saturation—were built.

Key words: heavy oil accumulation, extra-heavy oil accumulation, reservoir flow model, air injection, oil viscosity, average formation temperature, oil recovery factor

На цифровой фильтрационной модели были проведены расчёты технологических показателей разработки залежей высоковязкой и сверхвязкой нефти с различными геолого-физическими свойствами путём закачки воздуха.

При построении фильтрационной модели во входной файл были заложены компонентный состав системы пластовых флюидов и уравнения химических реакций (процессов), протекающих в залежи при закачке воздуха.

Компоненты системы, участвующие в процессах, протекающих в пласте при закачке воздуха:

1. Сверхвязкая нефть (SUPERVISCIOUS OIL) – находится в пласте в начальном состоянии в качестве компонента, входящего в состав пластовой нефти;
2. Облагороженная нефть (THE IMPROVED OIL) – находится в пласте в начальном состоянии в качестве компонента, наряду со сверхвязкой нефтью (SUPERVISCIOUS OIL), входящего в состав пластовой нефти;
3. Вода пластовая (RESERVOIR WATER) – находится в пласте в начальном состоянии (изначально присутствующая в нефтеносной залежи вода);
4. Углеводородный газ (HYDROCARBONIC GAS) – образуется в результате разложения (крекинга) сверхвязкой нефти;
5. Кокс (COKE) – образуется в результате разложения (крекинга) сверхвязкой нефти;
6. Газы горения (BURNING GAS) – образуются в результате горения сверхвязкой нефти, облагороженной нефти, углеводородного газа, кокса;
7. Вода горения (BURNING WATER) – образуется в результате горения сверхвязкой нефти, облагороженной нефти, углеводородного газа, кокса;
8. Кислород (O_2) – входит в состав закачиваемого воздуха и расходуется в процессе горения.

Значения вязкости компонентов пластовой нефти при значениях начальной пластовой температуры приведены в табл. 1. Уравнения химических процессов, протекающих в пласте при закачке воздуха, и их кинетические параметры приведены в табл. 2.

Расчёты технологических показателей разработки проводились для случая использования в качестве добывающей скважины горизонтальной скважины (ГС), а в качестве скважины, нагнетающей воздух, содержащий в

своём составе кислород, являющийся окислителем — вертикальной скважины (ВС), забой которой располагается над ГС на расстоянии, обеспечивающем установление гидродинамической связи между ГС и ВС, но при этом исключаящем прорыв окислителя от ВС к ГС.

Таблица 1

Зависимость вязкости компонентов пластовой нефти от температуры

Температура, °С	Вязкость сверхвязкой нефти, мПа*с	Вязкость облагороженной нефти, мПа·с
8	5105,05	144,54
25	1285,29	47,42

Таблица 2

Уравнения химических реакций и процессов, протекающих в залежи при закачке воздуха

Реакция	Уравнение реакции	Энтальпия (отрицательная для эндотермической реакции), кДж/моль	Энергия активации, кДж/моль
Реакция крекинга сверхвязкой нефти	SUPERVISCIOUS OIL → 1,23 IMPROVED OIL + 1,55 HYDROCARBONIC GAS + 3,5 COKE	-103,5	80
Реакция горения сверхвязкой нефти в присутствии кислорода	SUPERVISCIOUS OIL + 46,50 O ₂ → 23 BURNING WATER + 35 BURNING GAS	1,9274·10 ⁴	5,945
Реакция горения облагороженной нефти	IMPROVED OIL + 30,75 O ₂ → 17,54 BURNING WATER + 22 BURNING GAS	1,31985·10 ⁴	5,945
Реакция горения углеводородного газа	HYDROCARBONIC GAS + 2,89 O ₂ → 2,56 BURNING WATER + 1,71(36) BURNING GAS	1,22767·10 ³	5,945
Реакция горения кокса	COKE + 1,25 O ₂ → 0,50 BURNING WATER + BURNING GAS	4,3576·10 ²	2,520

Для исследований зависимости условий возникновения и характера протекания процессов, протекающих в залежи при закачке воздуха, от геолого-физических характеристик расчёты технологических показателей разработки были проведены для залежей двух типов, отличающихся между собой по глубине залегания. Для каждого из двух выделенных типов залежей рассмотрены по два случая значений вязкости пластовой нефти, для каждого случая значений вязкости пластовой нефти рассмотрены случаи значений начальной нефтенасыщенности, равных 0,4, 0,6 и 0,8.

К залежам первого типа отнесены нефтеносные объекты, имеющие глубину залегания, равную 80 м, значения начального пластового давления 0,45 МПа, значения начальной пластовой температуры 8 °С. В то же время вязкость нефти, насыщающей поровое пространство, имеет значение свыше 1000 мПа·с. В расчётах использованы значения вязкости 1271,4 и 3449,2 мПа·с, близкие к значениям вязкостей пластовой нефти, залегающей на отложениях шешминского горизонта большинства залежей высоковязкой и сверхвязкой нефти, расположенных на территории Республики Татарстан. К залежам второго типа отнесены нефтеносные объекты с глубиной залегания порядка 1240 м, величиной начального пластового давления 13 МПа и пластовой температурой около 25 °С. В то же время вязкость нефти на таких объектах не превосходит величины, равной 1000 мПа·с. Здесь в качестве примера были рассмотрены значения вязкости пластовой нефти, равные 354,9 и 894,1 мПа·с. К числу нефтеносных объектов с подобными геолого-физическими характеристиками относятся бобриковские залежи Камышлинского и Нурлатского нефтяных месторождений.

Задание значений начальной вязкости пластовой нефти во входных файлах соответствующих модельных задач было осуществлено путём изменения соотношения объёмных долей сверхвязкой нефти и облагороженной нефти в составе пластовой смеси. Исходя из того, что

пластовая нефть представляет собой смесь сверхвязкой и облагороженной нефти, расчёт вязкости пластовой нефти осуществляется по соотношению (1):

$$\ln(\mu_o) = \sum_{i=1}^n x_i \ln(\mu_{oi}), \quad (1)$$

где μ_o – динамическая вязкость нефти, представляющей собой смесь компонентов, мПа·с;

μ_{oi} – динамическая вязкость i – того компонента, входящего в состав нефти, мПа·с;

x_i – объёмная доля i –ого компонента в общем составе нефти, безразмерная величина.

При этом для объёмных долей компонентов должно выполняться условие (2):

$$\sum_{i=1}^n x_i = 1 \quad (2)$$

В соответствие с соотношениями (1) и (2), для залежей нефти первого типа, при начальной пластовой температуре, равной 8 °С, начальная вязкость пластовой нефти, равная 1271,4 мПа·с, обеспечивается при задании пластовой нефти как смеси сверхвязкой и облагороженной нефтей в объёмном соотношении 0,61:0,39, начальная вязкость пластовой нефти в 3449,2 мПа·с будет в случае, если объёмное соотношение сверхвязкой нефти и облагороженной нефти равно 0,89:0,11. Соответственно, при этих объёмных соотношениях сверхвязкой и облагороженной нефти в составе смеси, но при пластовой температуре, равной 25 °С, в соответствии со значениями вязкости компонентов, приведёнными в табл. 1, и формулой (1), вязкости пластовой нефти будут равны 354,9 и 894,1 мПа·с. Значения вязкости пластовой нефти в зависимости от объёмного соотношения в смеси сверхвязкой и облагороженной нефти и начальной пластовой температуры приведены в табл. 3.

Таблица 3

**Зависимость вязкости пластовой нефти от объёмного соотношения в смеси
сверхвязкой и облагороженной нефти**

Начальная пластовая температура, °С	Соотношение в смеси сверхвязкой и облагороженной нефти	
	0,61:0,39	0,89:0,11
8	1271,4 мПа·с	3449,2 мПа·с
25	354,9 мПа·с	894,1 мПа·с

При проведении расчётов в соответствии с физико-геологическими условиями рассматриваемых объектов для каждого рассматриваемого типа залежей были приняты следующие режимы работы нагнетательной и добывающей скважин:

1. Для залежей первого типа:

- давление на забое горизонтальной добывающей скважины — 0,14 МПа;
- давление на забое вертикальной нагнетательной скважины — 0,624 МПа, темп закачки воздуха — 2000 м³/сут.

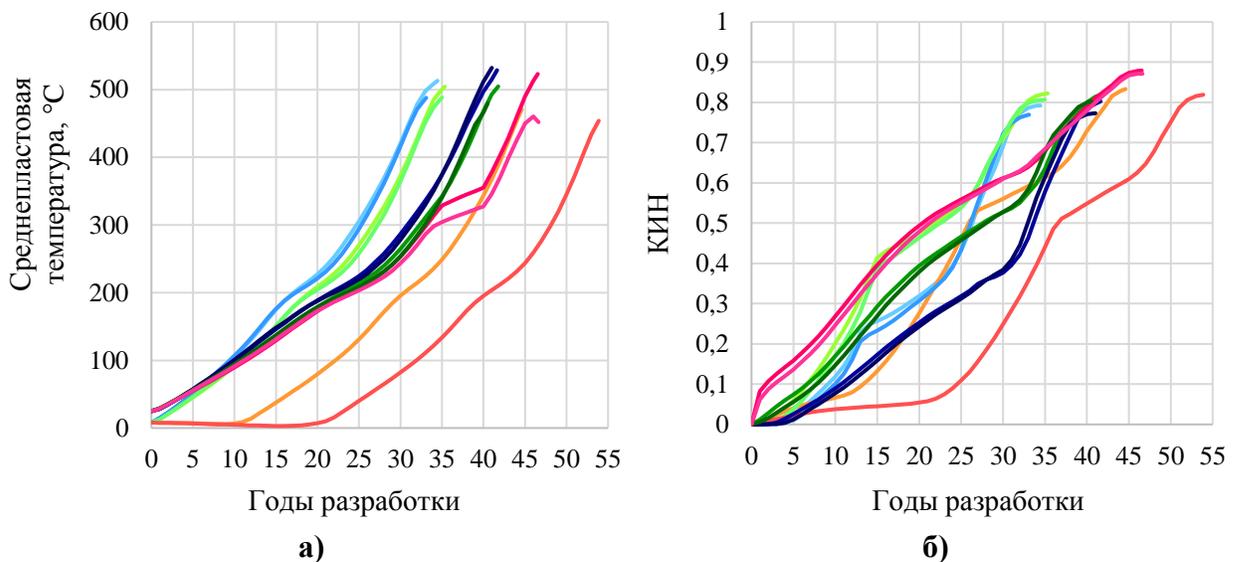
2. Для залежей второго типа:

- давление на забое горизонтальной добывающей скважины — 4 МПа;
- давление на забое вертикальной нагнетательной скважины 18 МПа, темп закачки воздуха — 2000 м³/сут.

Результаты расчётов технологических показателей разработки залежей СВН с помощью закачки воздуха в пласт отражены на графиках изменения среднепластовой температуры и КИН, приведённых на рис. 1.

Однако для условий залежей нефти первого типа, близких по условиям залегания к залежам нефти Республики Татарстан, приуроченным к отложениям шешминского горизонта уфимского яруса, характерны значения вязкости нефти свыше 10000 мПа·с. Поэтому на модели были просчитаны технологические показатели разработки путём закачки воздуха в залежи

первого типа с значениями вязкости нефти в начальных пластовых условиях 10000, 15000, 25000 и 50000 мПа·с. Для задания в модели этих значений вязкости пластовой нефти при сохранении постоянной системы уравнений химических реакций и процессов в модель были заложены сверхвязкая и облагороженная нефть с вязкостью соответственно 88687,64 и 85,75 мПа·с при начальной пластовой температуре 8 °С. Заданные значения соотношения долей в смеси сверхвязкой и облагороженной нефти при рассмотренных при расчётах значениях вязкости пластовой нефти приведены в табл. 4.



- Залежь первого типа. Начальная вязкость нефти 1271,4 мПа·с, начальная нефтенасыщенность 0,4.
- Залежь первого типа. Начальная вязкость нефти 1271,4 мПа·с, начальная нефтенасыщенность 0,6.
- Залежь первого типа. Начальная вязкость нефти 1271,4 мПа·с, начальная нефтенасыщенность 0,8.
- Залежь первого типа. Начальная вязкость нефти 3449,2 мПа·с, начальная нефтенасыщенность 0,4.
- Залежь первого типа. Начальная вязкость нефти 3449,2 мПа·с, начальная нефтенасыщенность 0,6.
- Залежь первого типа. Начальная вязкость нефти 3449,2 мПа·с, начальная нефтенасыщенность 0,8.
- Залежь второго типа. Начальная вязкость нефти 354,9 мПа·с, начальная нефтенасыщенность 0,4.
- Залежь второго типа. Начальная вязкость нефти 354,9 мПа·с, начальная нефтенасыщенность 0,6.
- Залежь второго типа. Начальная вязкость нефти 354,9 мПа·с, начальная нефтенасыщенность 0,8.
- Залежь второго типа. Начальная вязкость нефти 894,1 мПа·с, начальная нефтенасыщенность 0,4.
- Залежь второго типа. Начальная вязкость нефти 894,1 мПа·с, начальная нефтенасыщенность 0,6.
- Залежь второго типа. Начальная вязкость нефти 894,1 мПа·с, начальная нефтенасыщенность 0,8.

Рис. 1. Динамика среднепластовой температуры и КИН по залежам нефти с вязкостью не выше 3449,2 мПа·с

Таблица 4

Соотношение в смеси сверхвязкой и облагороженной нефти при задании в модели значений вязкости нефти 10000, 15000, 25000 и 50000 мПа·с

Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Доля сверхвязкой нефти	Доля облагороженной нефти
10000	0,69	0,31
15000	0,74	0,26
25000	0,82	0,18
50000	0,92	0,08

Построенные по результатам расчётов технологических показателей разработки залежей нефти с вязкостью 10000, 15000, 25000 и 50000 мПа·с графики изменения среднепластовой температуры и КИН приведены на рис. 2.

Результаты расчётов показывают, что при закачке воздуха в залежи всех рассмотренных типов происходит рост пластовой температуры с момента начала закачки воздуха в пласт. Это объясняется тем, что с началом закачки в залежь воздуха в залежи инициируется процесс низкотемпературного окисления нефти при вступлении нефти в контакт с кислородом, содержащимся в составе закачиваемого воздуха. Иницируемый процесс низкотемпературного окисления по мере продолжения нагнетания воздуха в залежь последовательно переходит в стадию высокотемпературного окисления и затем в стадию устойчивого высокотемпературного внутрипластового горения. Различия в геолого-физических условиях залегания нефтеносных объектов и физико-химических свойствах пластовой нефти обуславливают различия в особенностях протекания инициируемого закачкой воздуха внутрипластовых процессов. Так, интенсивный рост температуры с началом закачки воздуха в залежь наблюдается в случае закачки воздуха в залежи второго типа при всех рассмотренных значениях начальной нефтенасыщенности, а также на залежах первого типа с начальной нефтенасыщенностью 0,4 и 0,6.

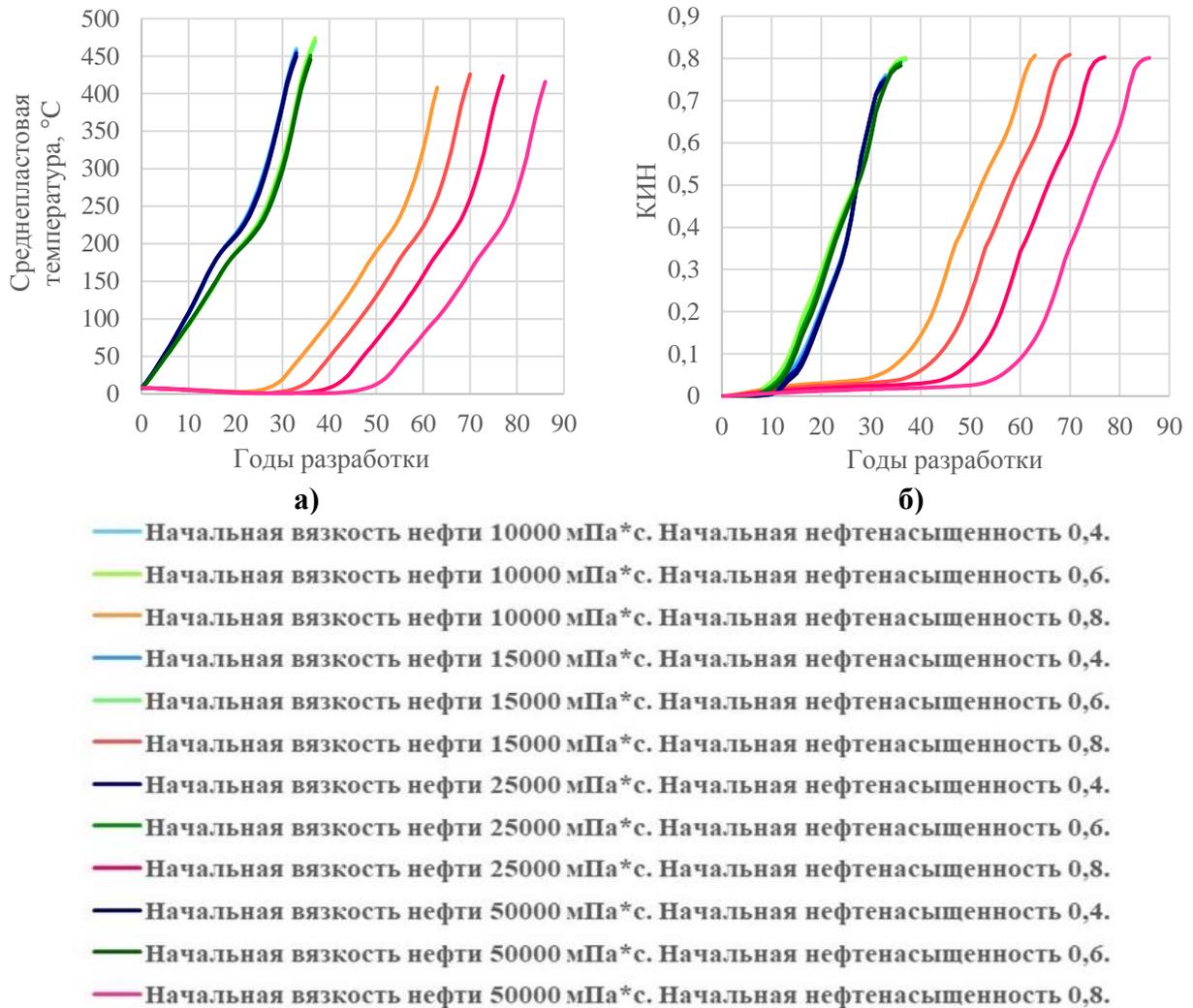


Рис. 2. Динамика среднепластовой температуры и КИН по залежам нефти первого типа с начальной вязкостью нефти от 10000 мПа·с

Как видно из графиков, приведённых на рис. 1, 2, при закачке воздуха в залежи нефти первого типа с начальной нефтенасыщенностью 0,8 промежуток времени от начала закачки воздуха до начала интенсивного роста среднепластовой температуры увеличивается с ростом вязкости нефти в начальных пластовых условиях. На основе анализа зависимости значений промежутков времени от начала закачки воздуха до начала интенсивного роста среднепластовой температуры установлено, что эта зависимость описывается логарифмическим законом, что видно на графике, приведённом на рис. 3.

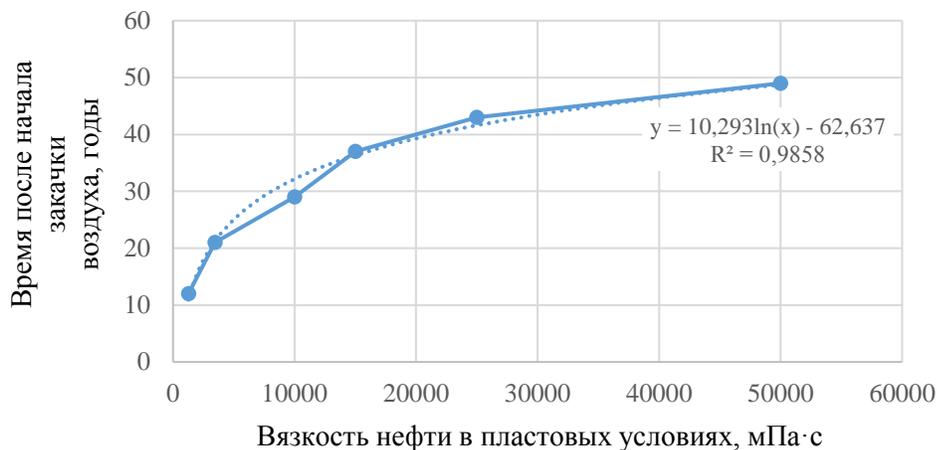


Рис. 3. Зависимость от вязкости нефти в начальных пластовых условиях промежутка времени от начала закачки воздуха до начала интенсивного роста среднепластовой температуры при закачке воздуха в залежи нефти, приуроченные к отложениям шешминского горизонта

Начало интенсивного роста температуры в залежи одновременно с началом закачки воздуха на нефтеносных объектах первого типа с начальной нефтенасыщенностью порядка 0,8 может быть обеспечено при организации прогрева призабойной зоны залежи либо с помощью электронагревателей, либо путём организации работы зажигательных скважин, либо путём одновременной закачки в пласт воздуха и топлива, чем может являться менее вязкая нефть, а также с помощью химических реагентов. Примером химического реагента является, в частности, бинарный горюче-окислительный состав (ГОС).

На основании полученных максимальных значений КИН залежей нефти с вязкостью построены аналитические зависимости полиномиального и степенного типов, с помощью которых возможно определение максимально достижимых значений КИН залежей нефти при их разработке с помощью ВПГ в зависимости от глубины залегания нефтеносного объекта h , м, вязкости нефти в пластовых условиях μ , мПа·с, начальной нефтенасыщенности пласта S . Полученные зависимости полиномиального и степенного типов, значения величины достоверности аппроксимации R^2 для каждой из

построенной зависимостей приведены на рис. 4, 5. Как видно из этих рисунков, при расчётах значений КИН по зависимости полиномиального типа величина достоверности аппроксимации R^2 оказалась равной 0,4192, а при расчётах КИН по зависимости степенного типа величина R^2 оказалась равной 0,8987. Это позволяет сделать вывод о том, что наилучшее приближение значений КИН, рассчитанных по аналитической зависимости к значениям КИН, полученным путём расчёта на цифровой фильтрационной модели, обеспечивается при использовании для аналитических расчётов зависимости степенного типа.

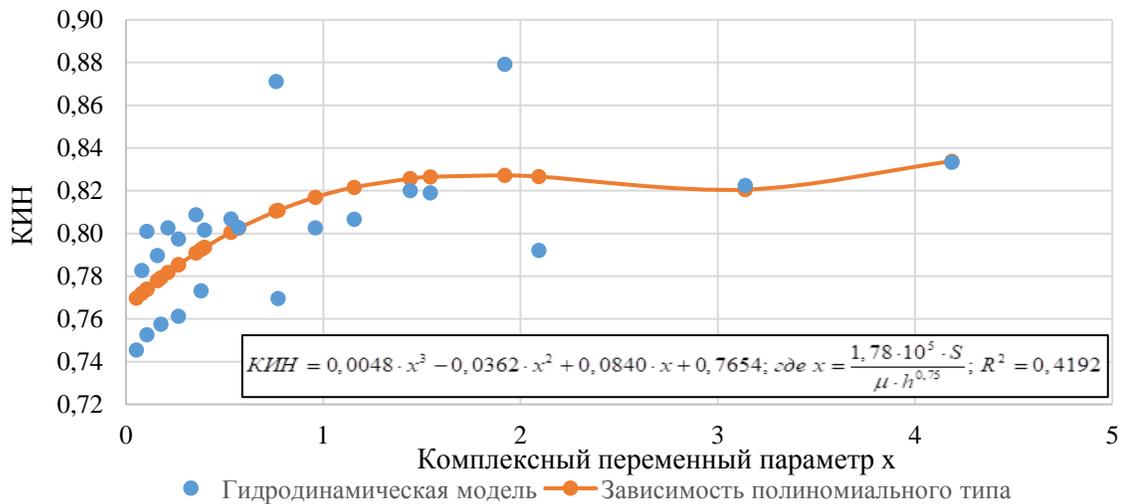


Рис. 4. Значения КИН, рассчитанные по гидродинамической модели и по зависимости полиномиального типа

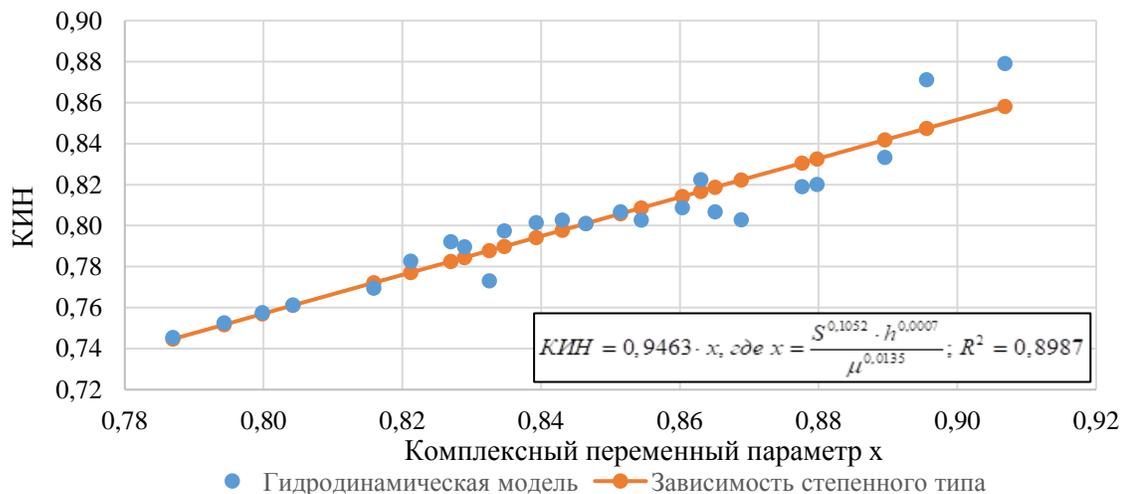


Рис. 5. Значения КИН, рассчитанные по гидродинамической модели и по зависимости степенного типа

Выводы:

1. По результатам исследований, проведённых на цифровой фильтрационной модели, установлено, что при закачке воздуха в залежи нефти, приуроченные к отложениям: шешминского горизонта уфимского яруса, башкирского, визейского и турнейского ярусов с начальной нефтенасыщенностью от 0,4 до 0,8 инициируется процесс низкотемпературного окисления, последовательно переходящий в стадии высокотемпературного окисления и устойчивого горения; башкирского, визейского и турнейского ярусов, а также для отложений шешминского горизонта уфимского яруса с начальной нефтенасыщенностью 0,4-0,6 при наличии свободной воды в пласте инициируемый процесс низкотемпературного окисления сопровождается интенсивным ростом пластовой температуры; шешминского горизонта уфимского яруса с начальной нефтенасыщенностью 0,8 без содержания свободной воды, в зависимости от вязкости пластовой нефти интенсивный рост пластовой температуры в окрестности нагнетательной скважины начинается через 12-49 лет после начала закачки воздуха.
2. Наилучшее приближение максимально достижимых значений КИН залежи, рассчитанных по аналитической зависимости, к значениям коэффициента нефтеизвлечения, полученных путём расчёта на цифровой фильтрационной модели, обеспечивается при использовании для аналитических расчётов зависимости степенного типа.

Список литературы.

1. Низаев, Р.Х. Моделирование внутрипластовых процессов при нагнетании воздуха на залежах нефти с различными геолого-физическими характеристиками / Р. Х. Низаев, Г. В. Александров // Георесурсы: научно-технический журнал – 2016 – Т. 18, № 1 – С. 51-54.

2. Низаев, Р.Х. Совершенствование технологии разработки залежей высоковязкой и сверхвязкой нефти инициированием внутрипластового горения по результатам расчётов на цифровых фильтрационных моделях / Р.Х. Низаев, Г.В. Александров // Территория Нефтегаз. – 2017. – № 4. – С. 84-90.
3. Способ разработки залежи высоковязкой нефти с использованием внутрипластового горения : пат. 2494242 Рос. Федерация МПК E21B 43/243 / Бакиров И.М., Низаев Р.Х., Александров Г.В. [и др.] ; патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – № 2012111413/03; заявл. 23.03.2012; опубл. 27.09.2013, Бюл. изобретений № 27. – 11 с.
4. Исследование эффективности разработки залежей сверхвязкой нефти с различными геолого-физическими характеристиками с помощью внутрипластового горения на основе моделирования / Р.Х. Низаев, И.М. Бакиров, Г.В. Александров, М.Р. Ямгутдинов // Нефтяная провинция [Электронный ресурс]: электронный научный журнал / Общественная организация «Волго-Камское региональное отделение Российской академии естественных наук», Секция нефти и газа – 2015. – № 2. – С. 102-115. Режим доступа к журн.: <http://www.vkro-raen.com/#!/blog/cp6k>.
5. Низаев, Р.Х. Исследование характера протекания внутрипластовых процессов при закачке воздуха в залежи высоковязкой нефти с различными геолого-физическими характеристиками и физико-химическими свойствами пластовой нефти с помощью гидродинамического моделирования [Презентация] / Р.Х. Низаев, Г.В. Александров, Ю.Л. Егорова // Материалы Технической конференции SPE «Третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов» (Москва, 20-21 февраля 2018 г.) [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://rca.spe.org/ru/events/spe-workshop-enhanced-oil-recovery/proceedings>
6. Низаев, Р.Х. Опыт использования современных информационных технологий и вычислительных экспериментов в нефтяной промышленности / Р.Х. Низаев, Ю.Л. Егорова, Г.В. Александров // Физико-математическое образование: проблемы и перспективы : материалы II Всерос. науч.-метод. конф., посвящ. году Н.И. Лобачевского в Казанском федеральном университете, г. Елабуга, 7-9 декабря 2017 г. / Казан. (Приволж.) федер. ун-т, Елабужский ин-т. – Казань: Изд-во Казан. Ун-та, 2017. – С. 224-228.
7. Низаев, Р.Х. Построение аналитических зависимостей коэффициента нефтеизвлечения залежей высоковязкой нефти с различными геолого-физическими характеристиками при их разработке с помощью внутрипластового горения с использованием термогидродинамического моделирования [Текст] / Р.Х. Низаев, Г.В. Александров // Сборник материалов Междунар. научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли», г. Альметьевск, 25-28 октября 2017 г., – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт. – 2018. – Т. I – С. 91-96.

References

1. Nizaev, R.Kh., G.V. Aleksandrov *Modelirovanie vnutriplastovyh processov pri nagnetanii vozduha na zalezah nefti s razlichnymi geologo fizicheskimi harakteristikami* [Modeling of in-situ processes at air injection in oil reservoirs with differing characteristics]. Georesursy, 2016, No. 1, Vol. 18. pp. 51-54 (in Russian)

2. Nizaev, R.Kh., G.V. Aleksandrov *Sovershenstvovanie tekhnologii razrabotki zalezhej vysokovyazkoj i sverhvyazkoj nefi iniciirovaniem vnutriplastovogo goreniya po rezul'tatam raschyotov na cifrovyh fil'tracionnyh modelyah* [Improvement of heavy and extra-heavy oil production technology by in-situ combustion processes based on reservoir modeling results]. *Territoriya Neftegaz*, No. 4, 2017. pp. 84-90 (in Russian)
3. Bakirov I.M., Nizaev R. Kh., Aleksandrov G. V. et al. *Sposob razrabotki zalezhi vysokovyazkoj nefi s ispol'zovaniem vnutriplastovogo goreniya* [Method of development of heavy oil reservoir using in-situ combustion]. RF Patent 2494242 IPC E21B 43/243. Patent holder: PJSC TATNEFT No. 2012111413/03. Date of appl.: 23 March 2015, Date of publ.: 27 Sept 2013. *Bull. of inventions* No. 27. 11 p. (in Russian)
4. Nizaev R.Kh., Bakirov I.M., Aleksandrov G.V., Yamgutdinov M.R. *Issledovanie effektivnosti razrabotki zalezhej sverhvyazkoj nefi s razlichnymi geologo-fizicheskimi harakteristikami s pomoshch'yu vnutriplastovogo goreniya na osnove modelirovaniya* [Development of oil reservoirs with differing characteristics using in-situ combustion recovery process initiated by air injection based on reservoir modeling results]. *Neftyanaya provintsiya e-journal*, No. 2, 2015. pp. 102-115. Available at: <http://www.vkro-raen.com/#!/blog/cp6k> (in Russian)
5. Nizaev R.Kh., Aleksandrov G.V., Egorova Yu.L. *Issledovanie haraktera protekaniya vnutriplastovykh processov pri zakachke vozduha v zalezhi vysokovyazkoj nefi s razlichnymi geologo-fizicheskimi kharakteristikami i fiziko-khimicheskimi svojstvami plastovoj nefi s pomoshch'yu gidrodinamicheskogo modelirovaniya* [Study of in-situ combustion processes for development of heavy oil fields differing in reservoir properties and heavy oil characteristics using reservoir simulation models]. *Proc. of SPE Technical Conference "Tertiary EOR methods"*, Moscow, 20-21 Feb 2018. Available at: <http://rca.spe.org/ru/events/spe-workshop-enhanced-oil-recovery/proceedings>
6. Nizaev R.Kh., Egorova Yu.L., Aleksandrov G.V., *Opyt ispol'zovaniya sovremennykh informacionnykh tekhnologij i vychislitel'nykh eksperimentov v neftyanoj promyshlennosti* [Experience of using of present-day information technologies and simulation experiments in oil industry]. *Proc. of II All-Russia scientific and methodological conference "Fiziko-matematicheskoe obrazovanie: problemy i perspektivy"* [Physico-chemical education: concerns and prospects]. Yelabuga, 7-9 Dec 2017. Kazan University Publ., 2017. pp. 224-228 (in Russian)
7. Nizaev R.Kh., Aleksandrov G.V. *Postroenie analiticheskikh zavisimostej koefficienta nefteizvlecheniya zalezhej vysokovyazkoj nefi s razlichnymi geologo-fizicheskimi harakteristikami pri ih razrabotke s pomoshch'yu vnutriplastovogo goreniya s ispol'zovaniem termogidrodinamicheskogo modelirovaniya* [Reservoir modeling used to build analytic dependencies for values of oil recovery factors for oil reservoirs with differing characteristics developed by in-situ combustion]. *Proc. of International research to practice conference "Achievements, problems, and prospects of oil-and-gas industry development"*. Almet'yevsk, 25-28 Oct 2017, Almet'yevsk State Oil Institute Publ., 2018. pp. 91-96. (in Russian)

Сведения об авторах

Низаев Рамиль Хабутдинович, доктор технических наук, доцент, ведущий научный сотрудник института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Александров Георгий Владимирович, младший научный сотрудник института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: razrcmg@tatnipi.ru

Егорова Юлия Левонтьевна, старший преподаватель Альметьевского государственного нефтяного института, г.Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: ulaegor@rambler.ru

Authors

R.Kh. Nizaev, Dr.Sc., Assistant Professor, Leading Research Associate, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: nizaev@tatnipi.ru

G.V. Aleksandrov, Junior Research Engineer, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: razrcmg@tatnipi.ru

Yu.L. Egorova, Senior Lecturer of Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: ulaegor@rambler.ru

Низаев Рамиль Хабутдинович
423236, Российская Федерация, Республика Татарстан
г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
Тел.: 8 (85594) 4-87-07
E-mail: nizaev@tatnipi.ru