

# Моделирование внутрипластовых процессов при нагнетании воздуха на залежах нефти с различными геолого-физическими характеристиками

Р.Х. Низаев, Г.В. Александров

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Бузульма, Россия  
Поступила в редакцию 14.12.2015

В термогидродинамическом симуляторе STARS программного комплекса CMG проведены расчёты технологических показателей разработки залежей сверхвязкой нефти с различными геолого-физическими характеристиками путём инициирования внутрипластового горения нагнетанием в залежь воздуха. К рассматриваемым различным геолого-физическим характеристикам относятся глубина залегания залежи, начальное пластовое давление, начальная пластовая температура, вязкость нефти в начальных пластовых условиях. Результаты проведённых расчётов показали, что динамика изменения среднепластовой температуры, а также показатели добычи нефти зависят от геолого-физических характеристик нефтяной залежи. В соответствии с результатами проведённых расчётов в зависимости от геолого-физических характеристик залежи и вязкости нефти установлены критерии необходимости применения электронагревателей при инициировании внутрипластового горения.

**Ключевые слова:** залежь сверхвязкой нефти, геолого-физические характеристики залежи, термогидродинамический симулятор STARS, горизонтальная скважина, вертикальная скважина, инициирование внутрипластового горения, нагнетание в залежь воздуха, окислитель

DOI: 10.18599/grs.18.1.9

В настоящее время перед нефтяной промышленностью Татарстана стоит актуальная задача освоения месторождений высоковязкой, сверхвязкой и битуминозной нефти. Решение этой задачи заключается в создании новых промышленных технологий разработки залежей такой нефти.

В термогидродинамическом симуляторе STARS проведены расчёты технологических показателей разработки залежи высоковязкой нефти методами инициирования внутрипластового горения нагнетанием в залежь воздуха, содержащего в своём составе кислород, являющийся окислителем, для варианта разработки, при котором в качестве добывающей используется горизонтальная скважина Well\_gorizontal\_prod, в качестве нагнетательной – вертикальная скважина Well\_Inject\_air, забой которой расположен в 28-32 м над горизонтальной скважиной и в 10-15 м от её забоя в сторону устья (Рис. 1).

Основные входные геолого-физические характеристики модели, значения которых в расчётах не изменялись, приведены в табл. 1. Геолого-физические характеристики входных параметров модели, значения которых изменялись при проведении расчётов, приведены в табл. 2.

Как видно из табл. 2, здесь рассматриваются параметры двух пластовых систем, различающихся между собой условиями залегания и физико-химическими свойствами пластовой нефти. В первом случае (строки 1-6) приведены характеристики нефтеносных объектов, имеющих глубину залегания, не превосходящую 100 м, значения начального пластового давления – около 0,45 МПа, значения

начальной пластовой температуры – около 8 °С. В то же время вязкость нефти, насыщающей поровое пространство, имеет значение свыше 1000 мПа·с. Примером таких объектов, в частности, являются пермские залежи

Параметры	Пласты
	Терригенный
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс. м <sup>2</sup>	75
Средняя общая толщина, м	14,3
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	7,8
Средняя водонасыщенная толщина, м	5,1
Пористость	0,221
Нефтенасыщенность ЧНЗ	0,875
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	893,0

Табл. 1. Постоянные значения геолого-физических параметров.

Параметр № п/п	Глубина залегания, м	Начальное пластовое давление, МПа	Начальная температура пласта, °С	Вязкость нефти, мПа·с	Нефтенасыщенность	Тип залежи
1	2	3	4	5	6	7
1	80,0	0,45	8,0	1271,4	0,4	Первый
2					0,6	
3					0,8	
4				3449,2	0,4	
5					0,6	
6					0,8	
7	1239,5	13,00	25,0	354,9	0,4	Второй
8					0,6	
9					0,8	
10				894,1	0,4	
11					0,6	
12					0,8	

Табл. 2. Переменные значения геолого-физических параметров.

Ашальчинского поднятия Ашальчинского месторождения и Мордово-Кармальского поднятия Мордово-Кармальского месторождения. Такие объекты отнесём к залежам первого типа.

В другом случае (строки 7-12) приведены характеристики нефтеносных объектов с глубиной залегания свыше 1000 м, величиной начального пластового давления свыше 10 МПа и пластовой температурой около 25 °С. В то же время вязкость нефти на таких объектах не превосходит величины, равной 1000 мПа·с. К числу нефтеносных объектов с подобными геолого-физическими характеристиками относятся бобриковские залежи Камышлинского и Нурлатского месторождений. Эти объекты отнесём к залежам второго типа.

Расчёты технологических показателей разработки месторождений высоковязкой нефти путём инициирования внутрипластового горения для всех рассматриваемых вариантов проводились до момента достижения среднепластовой температуры по объекту величины температуры на движущемся фронте горения, находящейся в пределах от 500 до 800 °С, либо до момента прорыва газов горения к горизонтальному стволу скважины Well\_gorizantal\_prod.

Изменение внутрипластовой температуры в пласте в процессе инициирования внутрипластового горения является важнейшим параметром, с помощью которого можно судить о характере протекания процесса. Если с течением времени рост среднепластовой температуры не наблюдается, то это является показателем того, что в пласте процесс горения не протекает. Достижение температуры в пласте значений в пределах от 150 до 300 °С свидетельствует о том, что в пласте наблюдаются процессы низкотемпературного окисления. Полноценный процесс горения сопровождается значительным ростом температуры – в этом случае температура только в зоне горения может достигать 400 °С и более (Байбаков, Гарушев, 1977).

Динамика изменения среднепластовой температуры по всем рассматриваемым объектам показана на рис. 2, динамика изменения накопленной добычи нефти по объектам – на рис. 3.

Анализ построенных кривых изменения среднепластовой температуры и накопленной добычи нефти позволяет сделать вывод о том, что на нефтеносных залежах второго типа при всех значениях начальной нефтенасыщенности процесс полноценного горения наступает практически сразу же после начала закачки воздуха в пласт. На нефтеносных объектах первого типа наступление процесса горения одновременно с началом закачки воздуха в пласт наблюдается для случаев с начальной нефтенасыщенностью 0,4 и 0,6.

Однако на нефтеносных объектах первого типа с начальной нефтенасыщенностью 0,8 с началом нагнетания воздуха в пласт существенного роста пластовой температуры не наблюдается. Это свидетельствует о том, что начало нагнетания воздуха в пласт на залежах первого типа инициирует начало протекания процесса низкотемпературного окисления. Рост пластовой температуры, что сигнализирует о переходе процессов низкотемпературного окисления в стадию полноценного горения, здесь наблюдается по истечении определённого времени после на-

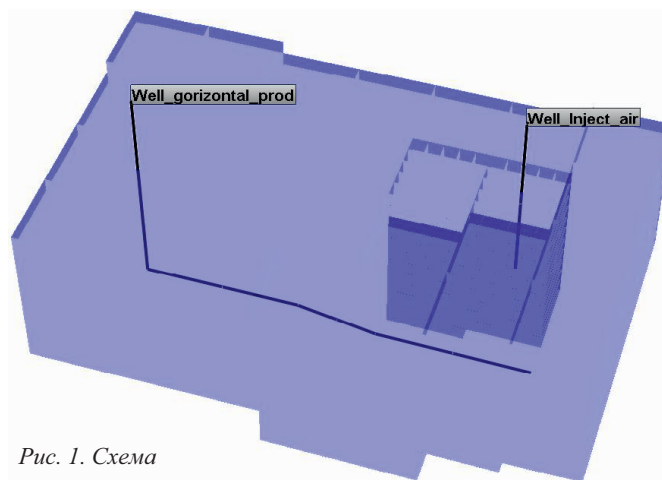


Рис. 1. Схема расположения скважин (вертикальной, нагнетающей воздух, и горизонтальной, добывающей продукцию) при реализации технологии ТНАИ.

чала закачки воздуха в пласт. Так, при начальной вязкости нефти 1271,4 мПа·с рост пластовой температуры наблюдается примерно через 11 лет, а при начальной вязкости нефти 3449,2 мПа·с этот рост фиксируется через 21 год после начала инициирования внутрипластового горения посредством закачки воздуха.

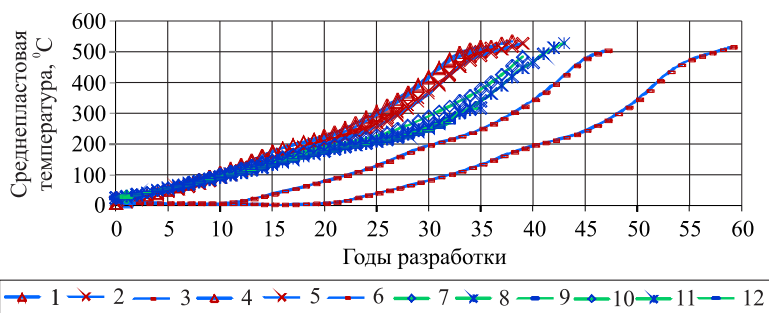


Рис. 2. Динамика изменения среднепластовой температуры. 1 – залежь первого типа, вязкость нефти – 1271,4 мПа·с, нефтенасыщенность – 0,4; 2 – залежь первого типа, вязкость нефти – 1271,4 мПа·с, нефтенасыщенность – 0,6; 3 – залежь первого типа, вязкость нефти – 1271,4 мПа·с, нефтенасыщенность – 0,8; 4 – залежь первого типа, вязкость нефти – 3449,2 мПа·с, нефтенасыщенность – 0,4; 5 – залежь первого типа, вязкость нефти – 3449,2 мПа·с, нефтенасыщенность – 0,6; 6 – залежь первого типа, вязкость нефти – 3449,2 мПа·с, нефтенасыщенность – 0,8; 7 – залежь второго типа, вязкость нефти – 354,9 мПа·с, нефтенасыщенность – 0,4; 8 – залежь второго типа, вязкость нефти – 354,9 мПа·с, нефтенасыщенность – 0,6; 9 – залежь второго типа, вязкость нефти – 354,9 мПа·с, нефтенасыщенность – 0,8; 10 – залежь второго типа, вязкость нефти – 894,1 мПа·с, нефтенасыщенность – 0,4; 11 – залежь второго типа, вязкость нефти – 894,1 мПа·с, нефтенасыщенность – 0,6; 12 – залежь второго типа, вязкость нефти – 894,1 мПа·с, нефтенасыщенность – 0,8.

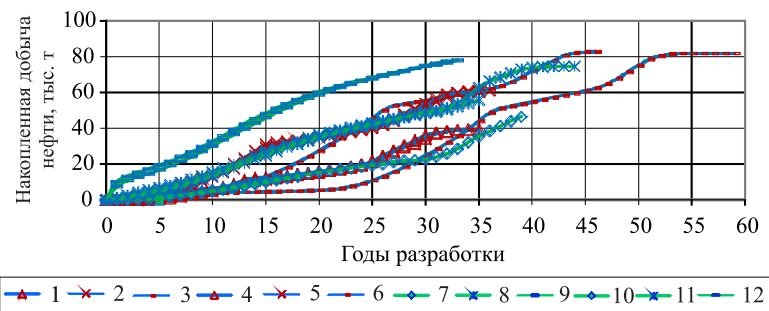


Рис. 3. Динамика изменения накопленной добычи нефти. Усл. обозначения см. рис. 2.

Таким образом, во всех рассмотренных типах залежей возможно инициирование процессов внутрипластового горения. Отличия заключаются лишь в сдвиге во времени начала процесса горения, обусловленном геолого-физическими особенностями залегания объекта, реологическими свойствами пластовой нефти, значением начальной нефтенасыщенности.

Более раннее начало роста среднепластовой температуры при инициировании внутрипластового горения путём закачки воздуха на нефтеносных объектах первого типа может быть обеспечено либо путём организации одновременной закачки в пласт воздуха и топлива, в качестве чего может быть использована нефть с более низким значением вязкости (Хисамов и др., 2010), либо путём организации предварительного прогрева пласта с помощью электронагревателей различной мощности (Бакиров и др., 2013).

В частности, были проведены расчёты технологических показателей разработки при инициировании внутрипластового горения на залежах нефти вязкостью 1271,4 и 3449,2 мПа·с и нефтенасыщенностью 0,8 с применением электронагревателей мощностью 20 и 50 кВт и вариантами их эксплуатации, предусматривающими их непрерывную работу в течение всего периода разработки, либо отключение их через 2, 6 и 12 мес после начала разработки.

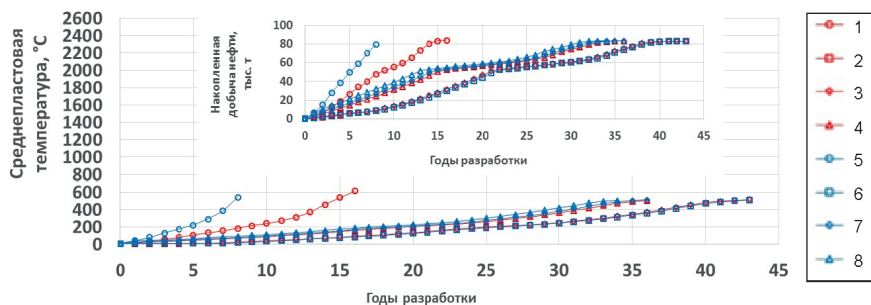


Рис. 4. Динамика изменения среднепластовой температуры и накопленной добычи нефти при различных вариантах применения электронагревателей при инициировании внутрипластового горения на залежи нефти вязкостью 1271,4 мПа·с. 1 – мощность электронагревателя – 20 кВт, постоянная работа электронагревателя; 2 – мощность электронагревателя – 20 кВт, остановка электронагревателя через 2 месяца после начала работы; 3 – мощность электронагревателя – 20 кВт, остановка электронагревателя через 6 месяцев после начала работы; 4 – мощность электронагревателя – 20 кВт, остановка электронагревателя через 12 месяцев после начала работы; 5 – мощность электронагревателя – 50 кВт, постоянная работа электронагревателя; 6 – мощность электронагревателя – 50 кВт, остановка электронагревателя через 2 месяца после начала работы; 7 – мощность электронагревателя – 50 кВт, остановка электронагревателя через 6 месяцев после начала работы; 8 – мощность электронагревателя – 50 кВт, остановка электронагревателя через 12 месяцев после начала работы.

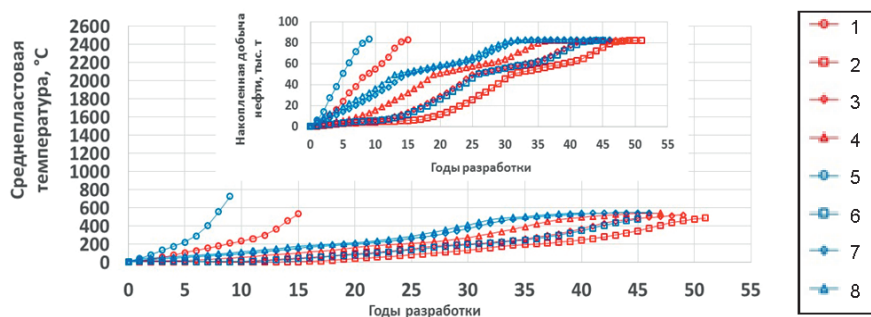


Рис. 5. Динамика изменения среднепластовой температуры и накопленной добычи нефти при различных вариантах применения электронагревателей при инициировании внутрипластового горения на залежи нефти вязкостью 3449,2 мПа·с. Усл. обозначения см. рис. 4.

Динамика изменения среднепластовой температуры и накопленной добычи нефти по этим вариантам показана на рис. 4, 5. Как показывают графики, приведённые на этих рисунках, при инициировании внутрипластового горения на залежи нефти вязкостью 1271,4 мПа·с с применением электронагревателя мощностью 20 кВт целесообразно его отключить через 12 мес. после начала работы, в то время как при использовании электронагревателя мощностью 50 кВт его достаточно будет отключить уже через 6 мес после начала работы. При инициировании внутрипластового горения на залежи нефти вязкостью 3449,2 мПа·с целесообразно применять электронагреватели мощностью 50 кВт с их остановкой через 6 мес после начала работы. При применении электронагревателей мощностью 20 кВт наблюдается отставание в увеличении значений среднепластовой температуры и накопленной добычи нефти от роста этих показателей в случае применения электронагревателей мощностью 50 кВт.

Также были попытки проведения расчётов вариантов разработки, предусматривающих применение электронагревателей мощностью 75 кВт и выше. Однако провести расчёты технологических показателей разработки при этих значениях мощности электронагревателей не удалось в силу того, что расчёты прекратились уже с первых шагов

после запуска задачи на решение. Для реальных промышленных условий это означает, что в условиях рассматриваемых залежей применение электронагревателей с более высокими значениями мощности нецелесообразно.

Приведённые результаты расчётов технологических показателей разработки позволяют сделать следующие выводы.

1) При инициировании внутрипластового горения путём закачки воздуха на залежах нефти вязкостью свыше 1000 мПа·с и нефтенасыщенностью 0,6 и ниже, залегающих на глубинах около 80-100 м при начальном пластовом давлении около 0,5 МПа и начальной пластовой температуре около 8 °С, а также на залежах сверхвязкой нефти вязкостью до 1000 мПа·с, залегающих на глубинах около 1100-1300 м, при начальном пластовом давлении 10-15 МПа и начальной пластовой температуре около 25 °С рост среднепластовой температуры наблюдается практически сразу после начала закачки воздуха. При разработке подобных залежей путём инициирования внутрипластового горения отсутствует необходимость в применении дополнительных мероприятий по ускорению перехода процесса внутрипластового горения в стадию полноценного горения.

2) При инициировании внутрипластового горения путём закачки воздуха на залежах нефти вязкостью свыше 1000 мПа·с и нефтенасыщенностью 0,8 и выше, залегающих на глубинах около 80-100 м, при начальном пластовом давлении около 0,5 МПа и начальной пластовой температуре



около 8 °С рост среднепластовой температуры наблюдается через достаточно продолжительное время (10-20 лет) после начала закачки воздуха. Для ускорения перехода процесса низкотемпературного окисления в стадию полноценного горения на подобных залежах необходима организация предварительного прогрева пласта с помощью электронагревателей, или принудительная организация процесса внутрипластового горения путём одновременной закачки в пласт воздуха и топлива, в качестве чего может быть использована нефть с более низким значением вязкости.

3) При нагнетании воздуха в залежи нефти всех типов нефтенасыщенностью 0,6 и ниже в условиях присутствия свободной воды инициируется процесс влажного внутрипластового горения.

4) В случае выбора в качестве мероприятия для ускорения перехода процесса низкотемпературного окисления предварительного прогрева пласта с помощью электронагревателей оптимальная рекомендуемая мощность применяемых электронагревателей возрастает с ростом вязкости нефти на разрабатываемых залежах. С увеличением мощности применяемых электронагревателей уменьшается необходимое время непрерывной работы электронагревателей при инициировании горения в начале разработки нефтеносного объекта.

5) В зависимости от вязкости залегаемой в залежи нефти существуют ограничения максимальной мощности электронагревателей, которые могут быть использованы при инициировании внутрипластового горения путём закачки воздуха.

## Литература

Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М: Недра. 1977. 238 с.

Бакиров И.М., Низаев Р.Х., Александров Г.В., Судыкин С.Н., Оснос Л.Р., Бакиров А.И. *Способ разработки залежи высоковязкой нефти с использованием внутрипластового горения*. Патент РФ. № 2494242. 2013.

Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Муслимов Р.Х., Рамазанов Р.Г., Абдулмазитова Г.С., Филлин Р.И. *Способ разработки месторождения высоковязкой нефти с использованием внутрипластового горения*. Патент РФ. № 2386801. 2010.

**Для цитирования:** Низаев Р.Х., Александров Г.В. Моделирование внутрипластовых процессов при нагнетании воздуха на залежах нефти с различными геолого-физическими характеристиками. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 1. С. 51-54. DOI: 10.18599/grs.18.1.9

## Сведения об авторах

*Рамиль Хабутдинович Низаев* – д. тех. н., профессор кафедры разработки нефтяных месторождений Альметьевского государственного нефтяного института, заведующий лабораторией геологического и гидродинамического моделирования отдела разработки нефтяных месторождений Института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Тел: +7(85594)7-87-07, e-mail: nizaev@tatnipi.ru

*Георгий Владимирович Александров* – младший научный сотрудник лаборатории геологического и гидродинамического моделирования отдела разработки нефтяных месторождений Института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Тел: +7(85594)7-87-44, e-mail: razrcmg@tatnipi.ru

Россия, 423236, Бугульма, ул. М.Джалиля, д. 32

## Simulation of Interbedding Processes with Air Injection into Oil Deposits with Various Geological and Physical Characteristics

*R.Kh. Nizaev, G.V. Aleksandrov*

*Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) PJSC Tatneft, Bugulma, Russia*

*Received December 14, 2015*

**Abstract.** Thermohydrodynamic simulator STARS of software package CMG performed calculations of technological parameters of highly viscous oil deposits with various geological and physical characteristics by initiating interbedding combustion with air injection into the reservoir. Various geological and physical characteristics include the depth of deposits, initial reservoir pressure, initial reservoir temperature, and oil viscosity in the initial reservoir conditions. The results of calculations showed that changes in average temperature of the reservoir, as well as indicators of oil production depend on geological and physical characteristics of the oil deposit. In accordance with the results of calculations, depending on geological and physical characteristics of the reservoir and oil viscosity we established criteria to use electric heaters at the initiation of interbedding combustion.

**Keywords:** highly viscous oil deposit, geological and physical characteristics of the reservoir, thermohydrodynamic simulator STARS, horizontal well, vertical well, initiation of interbedding combustion, air injection into reservoir, oxidizer

### References

Bakirov I.M., Nizaev R.Kh., Aleksandrov G.V., Sudykin S.N., Osnos L.R., Bakirov A.I. *Sposob razrabotki zalezhi vysokovязкой нефти s ispol'zovaniem vnutripластового gorenija* [High-viscosity oil deposit development method by using in-situ combustion]. Patent RF. № 2494242. 2013.

Baybakov N.K., Garushev A.R. *Teplovye metody razrabotki neftnyanykh mestorozhdeniy* [Thermal methods of oil field development]. Moscow: Nedra Publ. 1977. 238 p.

Khislamov R.S., Ibatullin R.R., Muslimov R.Kh., Ramazanov R.G., Abdulmazitova G.S., Filin R.I. *Sposob razrabotki mestorozhdeniya vysokovязкой нефти s ispol'zovaniem vnutripластового gorenija* [High-viscosity oil field development method by using in-situ combustion]. Patent RF. № 2386801. 2010.

**For citation:** Nizaev R.Kh., Aleksandrov G.V. Simulation of interbedding processes with air injection into oil deposits with various geological and physical characteristics. *Georesursy* [Georesources]. 2016. V. 18. No. 1. Pp. 51-54. DOI: 10.18599/grs.18.1.9

### Information about authors

*Ramil Kh. Nizaev* – Doctor of Science, Professor of Reservoir Engineering Chair at Almet'yevsk State Petroleum Institute, Chief of Geological and Hydrogeological Modeling Laboratory, Reservoir Engineering Department. Phone: +7(85594)7-87-07, e-mail: nizaev@tatnipi.ru

*Georgiy V. Aleksandrov* – Junior Researcher of Geological and Hydrogeological Modeling Laboratory, Reservoir Engineering Department. Phone: +7(85594)7-87-44, e-mail: razrcmg@tatnipi.ru

Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) PJSC Tatneft. Russia, 423230, Bugulma, M.Jalil str. 32