

**УДК 622.276.654**

**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**

**Институт «ТатНИПИнефть»**

**EFFICIENCY OF HEAVY OIL PRODUCTION BY IN-SITU  
COMBUSTION BASED ON SIMULATION RESULTS**

**R.Kh. Nizaev, I.M. Bakirov, G.V. Aleksandrov, M.R. Yamgutdinov**

**TatNIPIneft Institute**

**E-mail: razrcmg@tatnipi.ru**

**Аннотация.** В термогидродинамическом симуляторе STARS программного комплекса CMG проведены расчёты технологических показателей разработки залежей сверхвязкой нефти с различными геолого-физическими характеристиками с помощью внутрипластового горения, инициируемого 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 характе-

ристик залежи и вязкости нефти установлены критерии необходимости применения электронагревателей при инициировании внутрипластового горения.

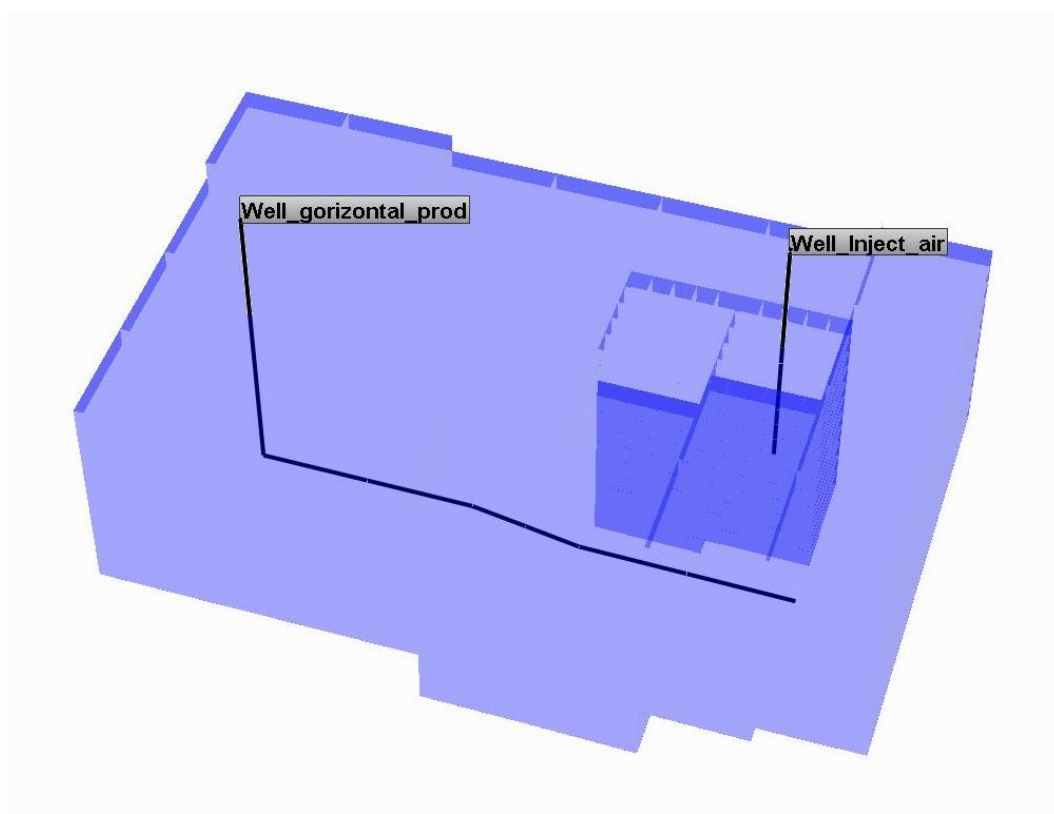
**Abstract.** CMG's STARS simulator was used to forecast heavy oil production from reservoirs with various characteristics by in-situ combustion which is initiated by air injection into the reservoir. The discussed reservoir characteristics include the reservoir depth, the initial reservoir pressure, the initial reservoir temperature, the initial in-situ oil viscosity. Simulation results show that reservoir characteristics affect the average temperature time history, as well as oil production data. Based on the simulation results, criteria for applying electric heaters during in-situ combustion initiation were identified in terms of various reservoir characteristics and oil viscosities.

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

**Key words:** heavy oil reservoir; reservoir characteristics; STARS reservoir simulator; horizontal well; vertical well; in-situ combustion; initiation of in-situ combustion; air injection; oxidizing agent.

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 залежей сверхвязкой нефти с различными условиями залегания и физико-химическими свойствами пластовой нефти с помощью внутрипластового горения, инициируемого 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).



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

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

рых изменялись при проведении расчётов, приведены в табл. 2. При расчётах технологических показателей разработки во всех рассмотренных вариантах геолого-физических характеристик залежи и физико-химических свойств нефти заложены одни и те же уравнения химических реакций, сопровождающих процесс внутрипластового горения.

Таблица 1

*Постоянные значения геолого-физических параметров*

| 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       |

Таблица 2

*Переменные значения геолого-физических параметров*

| Параметр<br>№ п/п | Глубина<br>залегания,<br>м | Начальное<br>пластовое<br>давление,<br>МПа | Начальная<br>температура<br>пласта, °С | Вязкость<br>нефти,<br>мПа·с | Нефтенасы-<br>щенность | Тип<br>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                    |               |

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, значениями начальной пластовой температуры около 8 °С. В то же время вязкость нефти, насыщающей поровое пространство, имеет значение свыше 1000 мПа·с. 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. Эти объекты отнесём к залежам второго типа.

Расчёты технологических показателей разработки месторождений высоковязкой нефти путём инициирования внутрипластового горения для всех рассматриваемых вариантов проводились с максимальным предельным сроком разработки – 65 лет.

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 [1].

Динамика изменения среднепластовой температуры по всем рассматриваемым объектам показана на графике, приведённом 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.

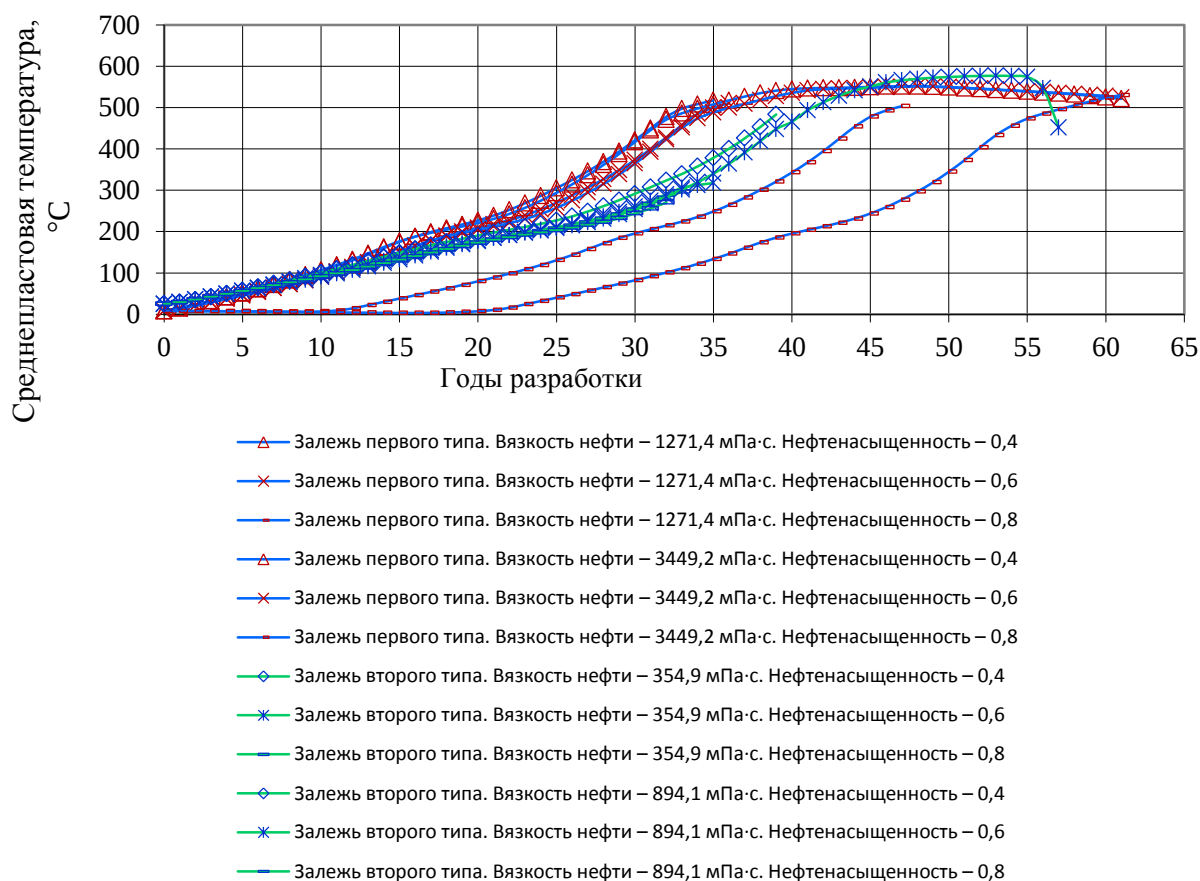


Рис. 2. Динамика изменения среднепластовой температуры по всем рассматриваемым объектам

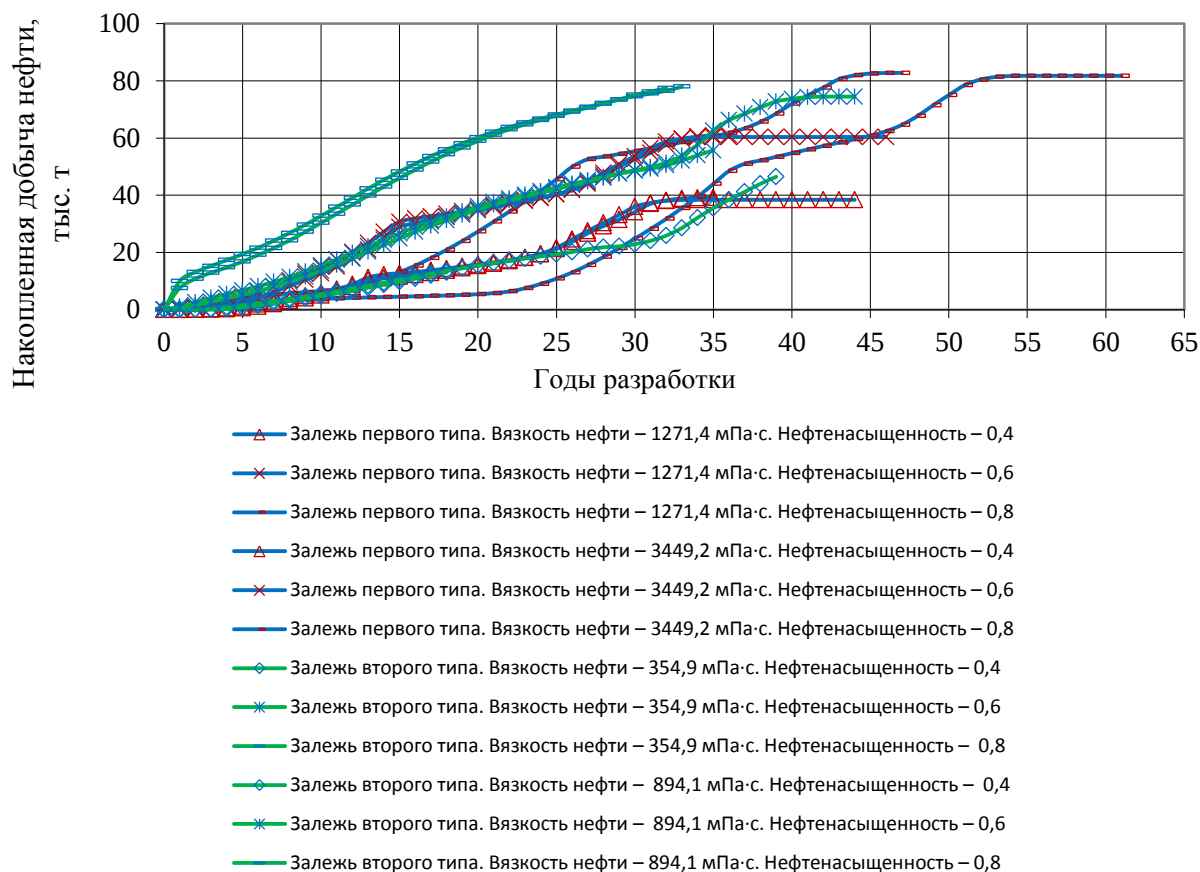


Рис. 3. Динамика изменения накопленной добычи нефти

Однако на нефтеносных объектах первого типа с начальной нефтенасыщенностью 0,8 с началом нагнетания воздуха в пласт существенного роста пластовой температуры не наблюдается. 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 начала 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 внутривластового горения посредством закачки воздуха.

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 и воздуха, и топлива, в качестве чего может быть использована нефть с более низким значением вязкости [2], либо путём организации предварительного прогрева пласта с помощью электронагревателей различной мощности [3].

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. 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 мощно-

стью 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 промысловых условий это означает, что в условиях рассматриваемых залежей применение электронагревателей с более высокими значениями мощности нецелесообразно.

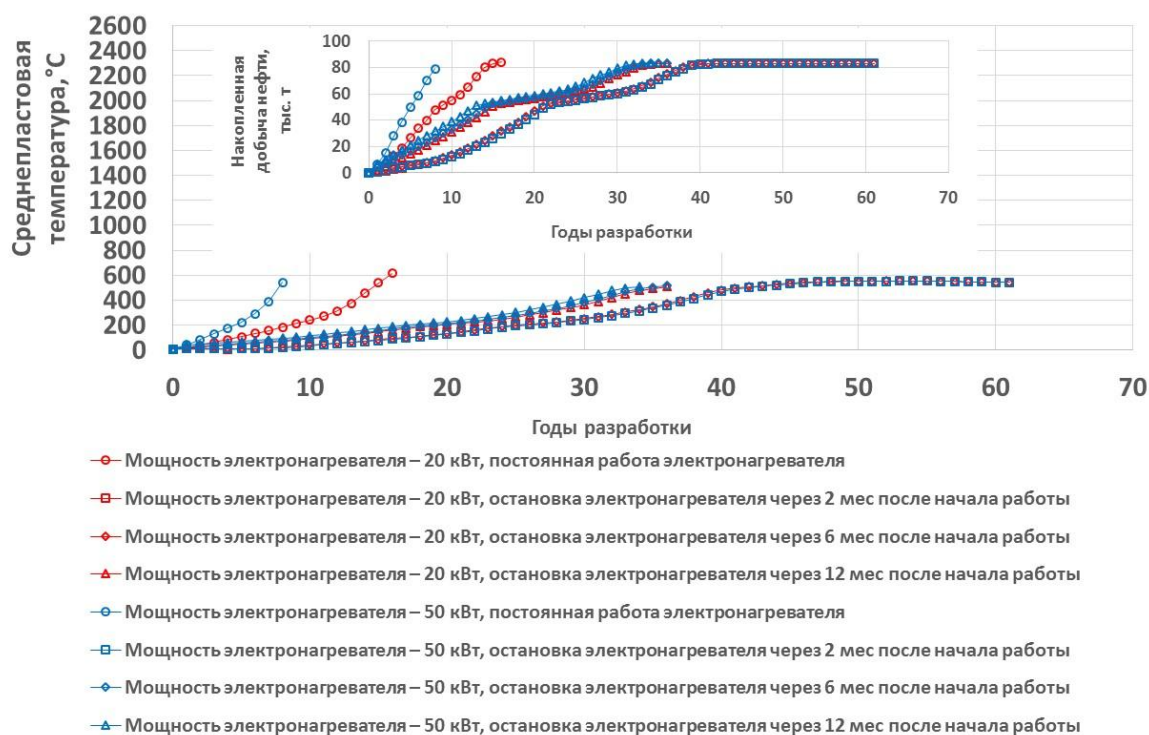


Рис. 4. Динамика изменения среднепластовой температуры и накопленной добычи нефти при различных вариантах применения электронагревателей при инициировании внутрипластового горения на залежи нефти вязкостью 1271,4 мПа·с

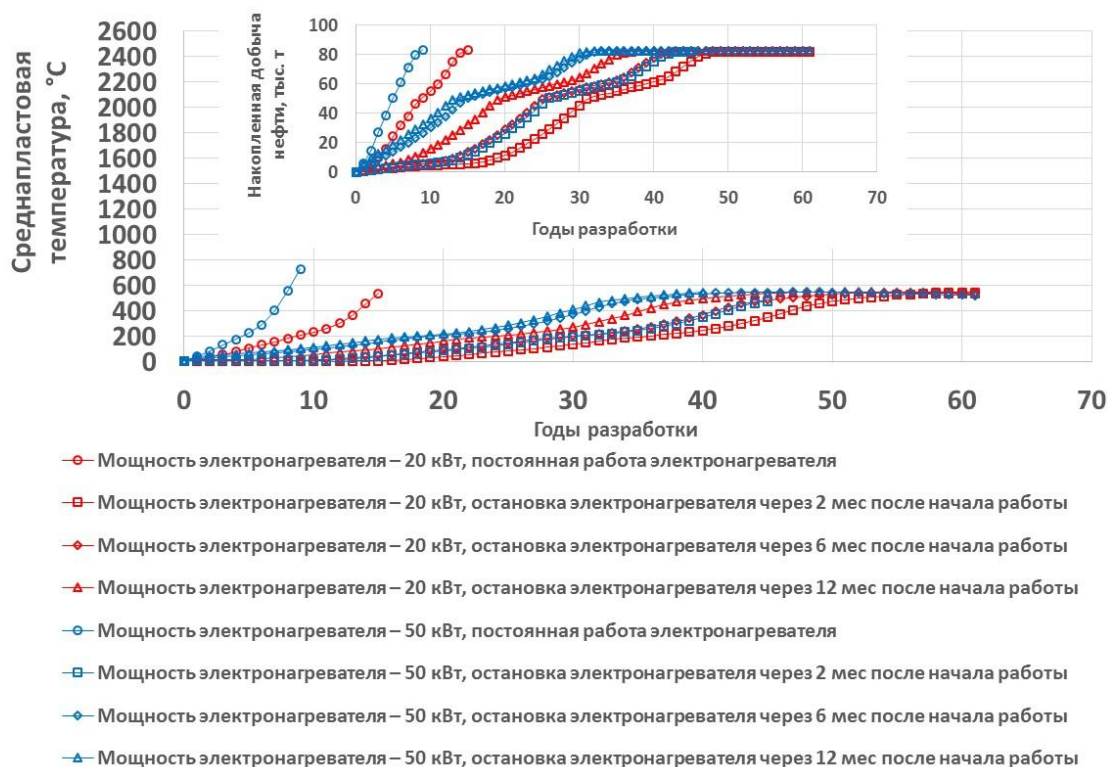


Рис. 5. Динамика изменения среднепластовой температуры и накопленной добычи нефти при различных вариантах применения электронагревателей при инициировании внутрипластового горения на залежи нефти вязкостью 3449,2 мПа·с

Приведённые результаты расчётов технологических показателей разработки позволяют сделать следующие выводы:

- 1) при закачке 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 закачке 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 и 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.

### Список литературы

1. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений – М. : Недра, 1977. – 238 с.
2. Пат. №2386801 РФ МПК E21B 43/243. Способ разработки месторождения высоковязкой нефти с использованием внутрипластового горения/ Р.С. Хисамов (и др.); заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2009107214/03; заявл. 27.02.2009; опубл. 20.04.2010.
3. Пат. №2494242 РФ МПК E21B 43/243. Способ разработки залежи высоковязкой нефти с использованием внутрипластового горения/ И.М. Бакиров (и др.); заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2012111413/03; заявл. 23.03.2012; опубл. 27.09.2013.

### **Сведения об авторах**

*Низаев Рамиль Хабутдинович*, доктор технических наук, доцент, заведующий лабораторией геологического и гидродинамического моделирования отдела разработки нефтяных месторождений института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация  
E-mail: nizaev@tatnipi.ru

*Бакиров Ильшат Мухаметович*, доктор технических наук, заместитель директора института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина по научной работе в области разработки нефтяных месторождений и развития информационных технологий, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация  
E-mail: bakirov@tatnipi.ru

*Александров Георгий Владимирович*, младший научный сотрудник лаборатории геологического и гидродинамического моделирования отдела разработки нефтяных месторождений института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация  
E-mail: razrcmg@tatnipi.ru

*Ямгутдинов Марат Рифович*, инженер второй категории лаборатории разработки месторождений нефти Мелекесской впадины и Западного склона Татарского свода отдела разработки нефтяных месторождений института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация  
E-mail: razrcmg@tatnipi.ru

### **Authors**

*R.Kh. Nizaev*, Dr.Sc., Assistant Professor, Head of Simulation Laboratory, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft – PJSC TATNEFT, Bugulma, Russian Federation  
E-mail: nizaev@tatnipi.ru

*I.M. Bakirov*, Dr.Sc., Deputy Director for Research in Reservoir Engineering and IT, TatNIPIneft – PJSC TATNEFT, Bugulma, Russian Federation  
E-mail: bakirov@tatnipi.ru

*G.V. Aleksandrov*, Junior Research Assistant, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft – PJSC TATNEFT, Bugulma, Russian Federation

E-mail: [razrcmg@tatnipi.ru](mailto:razrcmg@tatnipi.ru);

*M.R. Yamgutdinov*, Engineer, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft – PJSC TATNEFT, Bugulma, Russian Federation

E-mail: [razrcmg@tatnipi.ru](mailto:razrcmg@tatnipi.ru).

**Александров Георгий Владимирович**  
**423236, Российская Федерация, Республика Татарстан,**  
**г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32**  
**Тел.: +7 85594 78686**  
**E-mail: [razrcmg@tatnipi.ru](mailto:razrcmg@tatnipi.ru)**