

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.193-203>

EDN BVNYLR

УДК 622.276.654.001

**Определение условий возникновения фронта горений в
окрестности нагнетательной скважины с началом закачки
воздуха в нефтеносную залежь с использованием
фильтрационного моделирования**

Александров Г.В., Низаев Р.Х., Кабиров А.Х.

*Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина, Альметьевск,
Россия*

**Determination of conditions for combustion front development near
injection well following air injection into oil reservoir using fluid
flow modeling**

G.V. Aleksandrov, R.Kh. Nizaev, A.Kh. Kabirova

TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT, Almeteyevsk, Russia

E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Аннотация. В данной работе проведены исследования с целью определения условий возникновения фронта горения в окрестности нагнетательной скважины с началом закачки воздуха в нефтеносную залежь. Построенная линия разграничения зоны самовоспламенения и зоны отсутствия самовоспламенения с началом закачки воздуха в нефтеносную залежь показана с соответствующими значениями разности между давлением нагнетания воздуха и начальным пластовым давлением, обеспечивающими возникновение фронта горения в окрестности нагнетательной скважины с началом закачки воздуха в нефтеносную залежь. На примере залежи Бриа-Олинда путём расчётов на цифровой фильтрационной модели показана зависимость времени установления фронта горения в окрестности нагнетательной скважины с началом закачки воздуха в нефтеносную залежь от значений давления нагнетания. Отмечено, что при закачке воздуха с меньшими значениями давления закачки время установления фронта горения увеличивается, а при увеличении репрессии, задаваемой на пласт, время установления фронта горения уменьшается.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, сверхвязкая нефть, тепловые методы разработки, внутрипластовое горение, фронт внутрипластового горения, самовоспламенение

Для цитирования: Александров Г.В., Низаев Р.Х., Кабирова А.Х. Определение условий возникновения фронта горений в окрестности нагнетательной скважины с началом закачки воздуха в нефтеносную залежь с использованием фильтрационного моделирования // Нефтяная провинция.-2024.-№2(38).-С. 193-203. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.193-203>. - EDN BVNYLR

Abstract. The paper contains studies performed for the purpose of determination of combustion front creation conditions near injection well following air injection into oil reservoir. The plotted line separating spontaneous combustion zone and zone free of spontaneous combustion following air injection is presented with corresponding differential values between air injection pressure and initial formation pressure that can lead to creation of combustion front near injection well following air injection into oil reservoir. Using Brea-Olinda oil field as an example via calculation it is possible to demonstrate relationship between time of combustion front creation near injection well following air injection into oil reservoir and injection pressure values on digital fluid flow model. It was noted, that during air injection having lower injection pressure values, combustion front creation time increases, and in case of increased overbalance, combustion front creation time decreases.

Keywords: high-viscosity oil, super-viscous oil, thermal recovery methods, in-situ combustion, in-situ combustion front, spontaneous combustion

For citation: G.V. Aleksandrov, R.Kh. Nizaev, A.Kh. Kabirova Opredeleniye usloviy vznikoveniya fronta gorenii v okrestnosti nagnetatel'noy skvazhiny s nachalom zakachki vozdukha v neftenosnuyu zalezh' s ispol'zovaniem fil'tratsionnogo modelirovaniya [Determination of conditions for combustion front development near injection well following air injection into oil reservoir using fluid flow modeling]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(38), 2024. pp. 193-203. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.193-203>. EDN BVNYLR (in Russian)

Современное состояние нефтедобывающей промышленности характеризуется ухудшением качественного состояния ресурсной базы углеводородного сырья. Это состояние вызвано тем, что практически выработаны месторождения, содержащие запасы маловязкой нефти. Однако в настоящее время ещё не вовлечены в разработку или находятся на начальной стадии разработки нефтеносные объекты, содержащие запасы высоковязкой и сверхвязкой нефти, характеризующейся высокими значениями вязкости в начальных пластовых условиях. Методы разработки, применимые для залежей маловязкой нефти, не всегда применимы для залежей высоковязкой и сверхвязкой нефти, поскольку в условиях залежей высоковязкой и сверхвязкой нефти они

характеризуются низкими значениями коэффициента нефтеизвлечения пласта. Одним из возможных путей решения проблемы увеличения значений коэффициента нефтеизвлечения (КИН) залежей высоковязкой и сверхвязкой нефти является организация применения тепловых методов воздействия на пласт, и, в частности, инициирование внутрипластового горения. Инициирование внутрипластового горения является одним из способов создания высокотемпературной зоны в залежах высоковязкой и сверхвязкой нефти.

Одним из способов исследования процессов, протекающих в пласте при инициировании внутрипластового горения, является применение методов цифрового фильтрационного моделирования. Использование цифрового фильтрационного моделирования для исследования процессов, протекающих при инициировании внутрипластового горения в залежах нефти с различными геолого-физическими характеристиками, позволяет выработать оптимальные технологические решения, реализация которых позволяет достичь высокой степени эффективности разработки нефтеносных объектов с различными геолого-физическими характеристиками.

Примеры нефтеносных объектов, на которых проводились опытно-промышленные работы по инициированию внутрипластового горения, приведены в работе [1]. Эти сведения были систематизированы в работе [3]. В частности, для залежей нефти, для которых имеется информация о промежутке времени от начала закачки воздуха в залежь до момента установления фронта горения в окрестности нагнетательной скважины на фильтрационной модели были проведены расчёты, результаты которых показали совпадение полученных расчётным путём и фактических значений времени от начала закачки воздуха до момента установления фронта внутрипластового горения в окрестности нагнетательной скважины. Сведения об этих нефтеносных объектах приведены в табл. 1.

Таблица 1

Параметры залежей, на которых наблюдалось самопроизвольное воспламенение

Параметр	Залежь				
	Хейделберг, Миссисипи	Залежь Моко-месторождения Мидуэй-Сансет	Северо-Западный Фостертон (Канада)	Павлова Гора (1-й участок)	Бриа-Олинда (штат Калифорния)
1	2	3	4	5	6
Глубина залегания залежи H , м	3572	630–810	945	91–275	1040–1128
Эффективная нефтенасыщенная толщина h , м	12	38,7	8,4	7,5	61
Пористость m	0,164	0,36	0,288	0,25	0,29
Проницаемость k , мД	39	1575	958	1100	300
Начальное пластовое давление $P_{пл.нач}$, МПа	35,11	6,89	–	1,47	–
Начальная пластовая температура t_0 , °С	105	51,7	51,7	21	57,2
Вязкость нефти в начальных пластовых условиях μ , мПа·с	6,0	110	13,5	170	20
Плотность пластовой нефти ρ , кг/м ³	904–956	969	912	945	922
Нефтенасыщенность пласта S	0,778	0,75	0,5	0,71	0,5
Год начала разработки	1971	1960	1972	1966	1972
Давление закачки воздуха $P_з$, МПа	17,16	6,9	11,25	2,75	10,0
Время до начала самопроизвольного воспламенения фактическое, сут	70	18	32	124	8
Время до начала самопроизвольного воспламенения, определённое путём расчётов на	70	17,24	33	125	8,13

Параметр	Залежь				
	Хейделберг, Миссисипи	Залежь Моко месторождения Мидуэй-Сансет	Северо-Западный Фостертон (Канада)	Павлова Гора (1-й участок)	Бриа-Олинда (штат Калифорния)
1	2	3	4	5	6
фильтрационной модели, сут					
Абсолютное отклонение расчётного значения от фактического, сут	0	-0,76	1	1	0,13
Относительное отклонение расчётного значения от фактического, %	0,0	-4,22	3,13	0,81	1,63

На рис. 3, приведённом в работе [3], показана построенная в координатной плоскости «Глубина залегания залежи — вязкость нефти» линия разграничения зоны самовоспламенения и зоны отсутствия самовоспламенения с началом закачки воздуха в залежь нефти по значениям глубины залегания и вязкости нефти в начальных пластовых условиях. Дальнейшие проведённые исследования показали, что для того, чтобы фронт внутрипластового горения в окрестности нагнетательной скважины возник с началом закачки воздуха в нефтеносную залежь, необходима организация закачки воздуха в нефтеносную залежь с соответствующими значениями задаваемой репрессии на пласт. На рис. 1 линия разграничения зоны самовоспламенения и зоны отсутствия самовоспламенения с началом закачки воздуха в нефтеносную залежь показана с соответствующими значениями разности между давлением нагнетания воздуха и начальным пластовым давлением, обеспечивающими возникновение фронта горения в окрестности нагнетательной скважины с началом закачки воздуха в нефтеносную залежь.

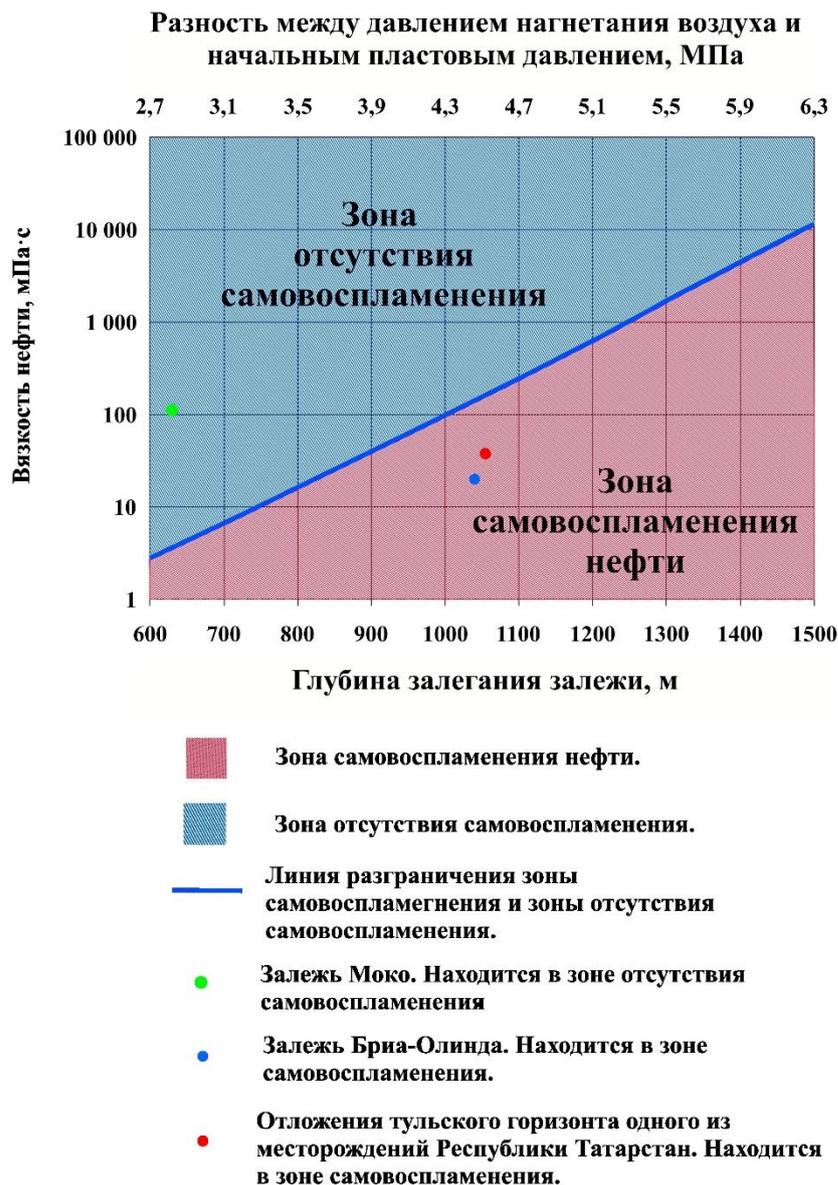


Рис. 1. Линия разграничения зоны самовоспламенения и зоны отсутствия самовоспламенения при закачке воздуха в нефтеносную залежь по значениям геолого-физических и технологических параметров

Как видно из рис. 1, залежь Моко находится в зоне отсутствия самовоспламенения с началом закачки воздуха в залежь. В то же время залежь Бриа-Олинда находится в зоне самовоспламенения с началом закачки воздуха в залежь.

На цифровой фильтрационной модели были проведены расчёты технологических показателей разработки при закачке в залежь воздуха на цифровой фильтрационной модели, во входной файл которой были записаны геолого-физические характеристики залежи Бриа-Олинда. По значениям глубины

залегания залежи и вязкости нефти в начальных пластовых условиях залежь Бриа-Олинда находится в зоне самовоспламенения нефти с началом закачки воздуха. Значение гидростатического давления на глубине залегания залежи, равной 1050 м, равно 10,95 МПа. При этом максимальное допустимое значение задаваемого при закачке воздуха превышения величины давления нагнетания воздуха над начальным пластовым давлением равно 4,5 МПа. Соответственно, максимальное допустимое значение давления закачки воздуха равно 15,45 МПа. По данным, приведённым в [1], на залежи закачка воздуха осуществлялась при значениях забойного давления на нагнетательной скважине от 4,41 до 10,98 МПа, и при этом фронт горения в окрестности нагнетательной скважины был установлен через восемь суток после начала закачки воздуха. Расчёты технологических показателей разработки на цифровой фильтрационной модели были проведены в случае задания давления на забое нагнетательной скважины, равного 8, 9, 10, 10,98, 11,5 и 15,45 МПа. Как видно из графика, приведённого на рис. 2, температура в окрестности нагнетательной скважины, равная 300°C, соответствующая минимальному значению температуры на установившемся фронте горения, при организации закачки воздуха с забойным давлением на нагнетательной скважине, равным 10 МПа, установилась через 8 сут после начала нагнетания воздуха в залежь. При задании забойного давления на нагнетательной скважине, равного 10,98 МПа, температура в окрестности нагнетательной скважины, равная 300°C, устанавливается примерно через 5 сут после начала нагнетания воздуха в залежь. При закачке воздуха в залежи нефти, близкие по геолого-физическим условиям к условиям залежи Бриа-Олинда с давлением нагнетания, меньшим гидростатического давления (8 и 9 МПа), возможно установление значения температуры в окрестности нагнетательной скважины, равное 300°C, через 12–20 суток после начала закачки воздуха в пласт. Однако при закачке воздуха в залежь с давлением нагнетания, равным гидростатическому — 15,45 МПа, фронт горения в окрестности нагнетательной скважины устанавливается практически сразу — через 0,6 суток после начала закачки воздуха в залежь. Как видно из кривых,

приведённых на рис. 2, залежь Бриа-Олинда находится в зоне самовоспламенения с началом закачки воздуха в залежь в случае организации закачки воздуха с забойным давлением на нагнетательной скважине, равной 15,45 МПа. Сведения о значениях промежутка времени от начала закачки воздуха в залежь, темпа закачки воздуха на момент возникновения фронта горения в окрестности нагнетательной скважины, среднего темпа закачки воздуха и объёма закачанного в пласт воздуха до момента установления устойчивого фронта горения в окрестности нагнетательной скважины при закачке воздуха в залежь Бриа-Олинда с различными значениями давления на забое нагнетательной скважины приведены в табл. 2.

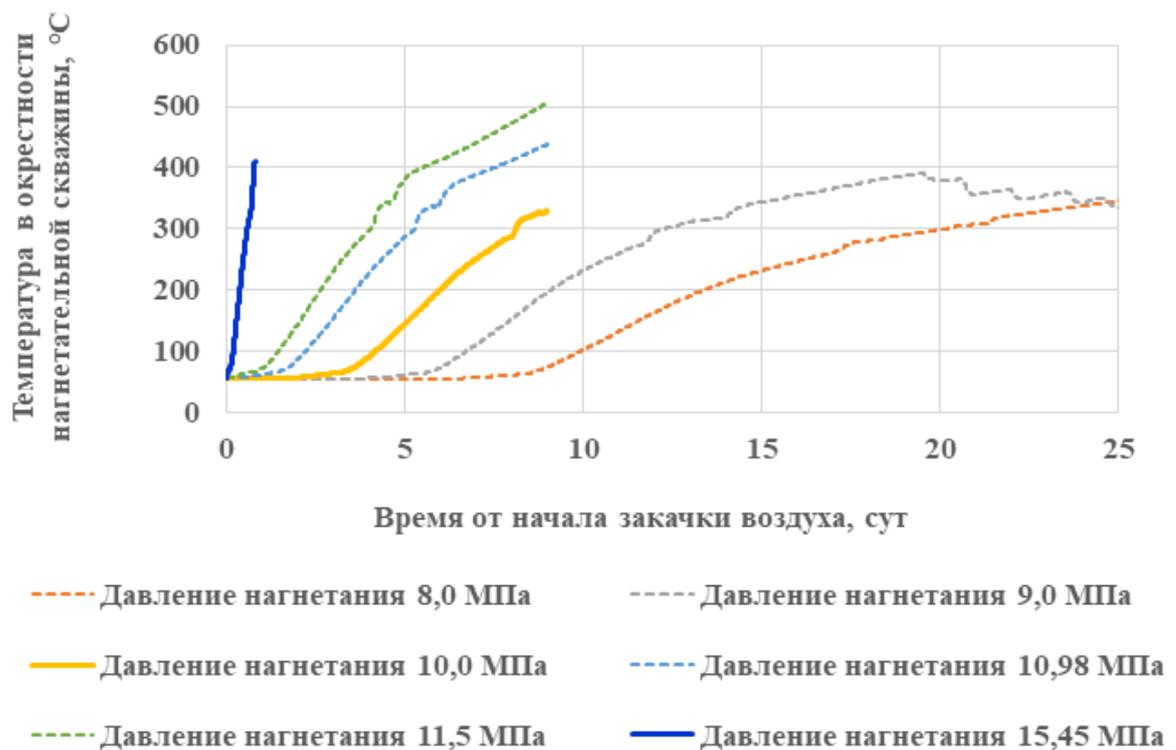


Рис. 2. Динамика температуры в окрестности нагнетательной скважины при различных значениях давления нагнетания воздуха в залежи нефти с геолого-физическими характеристиками, соответствующими условиям залежи Бриа-Олинда

Таблица 2

Темп закачки воздуха в залежи нефти с геолого-физическими характеристиками, соответствующими условиям залежи Бриа-Олинда, при значении температуре в окрестности скважины, равной 300°С — температуры начала иницирования горения

Давление нагнетания P_3 , МПа	Время от начала закачки воздуха до момента возникновения фронта горения в окрестности нагнетательной скважины, сут	Темп закачки воздуха на момент возникновения фронта горения в окрестности нагнетательной скважины, тыс. м ³ /сут	Средний темп закачки воздуха за период до момента возникновения устойчивого фронта горения в окрестности нагнетательной скважины, тыс. м ³ /сут	Объём воздуха, закачанного в пласт до момента возникновения устойчивого фронта горения в окрестности нагнетательной скважины, тыс. м ³
8,0	20,08	29,81	10,78	216,42
9,0	12,23	31,41	10,31	126,20
10,0	8,11	44,50	12,47	101,13
10,98	5,30	40,51	17,08	90,52
11,50	4,04	35,84	20,62	83,32
15,45	0,60	91,95	78,42	46,83

Выводы

1. На цифровой фильтрационной модели проведены исследования с целью определения условий возникновения фронта горения в окрестности нагнетательной скважины с началом закачки воздуха в нефтеносную залежь.
2. На примере залежи Бриа-Олинда путём расчётов на цифровой фильтрационной модели показана зависимость времени установления фронта горения в окрестности нагнетательной скважины с началом закачки воздуха в нефтеносную залежь от значений давления нагнетания.
3. Отмечено, что при закачке воздуха с меньшими значениями давления закачки время установления фронта горения увеличивается, а при

увеличении репрессии, задаваемой на пласт, время установления фронта горения уменьшается.

Список литературы

1. Амелин, И. Д. Внутрипластовое горение / И. Д. Амелин – Москва: Недра, 1980. – 230 с. – Текст : непосредственный.
2. Вычислительные эксперименты по определению параметров пласта для условий возникновения устойчивого фронта внутрипластового горения с началом закачки воздуха в залежь / Р. Х. Низаев, Г. В. Александров, Ю. Л. Егорова, А. А. Столяров – Текст: электронный // Нефтяная провинция: рец. науч. изд. сетевого распространения / Общественная организация «Волго-Камское региональное отделение Российской академии естественных наук», Секция нефти и газа – 2021 – № 4(28), Часть 2. – С. 366–374. – URL: №4(28/2)2021 | Журнал Нефтяная провинция (vkro-raen.com).
3. Определение критериев возникновения фронта внутрипластового горения при закачке воздуха в нефтеносную залежь / Г. В. Александров, Р. Х. Низаев, Ю. Л. Егорова, А. А. Гиззатуллина – Текст : электронный // Нефтяная провинция : рец. науч. изд. сетевого распространения / Общественная организация «Волго-Камское региональное отделение Российской академии естественных наук», Секция нефти и газа – 2021 – № 4(28), Часть 2. – С. 375–392. – URL: №4(28/2)2021 | Журнал Нефтяная провинция (vkro-raen.com).

References

1. Amelin I. D. Vnutriplastovoe gorenie [In-situ combustion]. Moscow, Nedra publ., 1980. 230 p. (in Russian)
2. Nizaev R. Kh., Aleksandrov G.V., Egorova Yu.L., Stolyarov A.A. Simulation experiments to determine optimal reservoir parameters for creating stable in-situ combustion front simultaneously with air injection. Neftyanaya Provintsiya [Oil Province]. 2021, No. 4 (28), Part 2. pp. 366–374. (in Russian)
3. Aleksandrov G.V., Nizaev R. Kh., Egorova Yu.L., Gizzatullina A.A. Establishment of criteria for creating in-situ combustion front following air injection into oil reservoir. Neftyanaya Provintsiya [Oil Province]. 2021, No. 4 (28), Part 2. pp. 375–392. (in Russian)

Сведения об авторах

Александров Георгий Владимирович, младший научный сотрудник лаборатории геологического и гидродинамического моделирования отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: razrcmg@tatnipi.ru

Низаев Рамиль Хабутдинович, доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Ленина, 2
Ведущий научный сотрудник, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Кабирова Алесия Хатиповна, к.т.н., старший научный сотрудник отдела ИСКиУ, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: ahkabirova@tatnipi.ru

Authors

G.V. Aleksandrov, Junior Research Associate, Geological and Reservoir Simulation Modeling Laboratory, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft Institute-PJSC TATNEFT
186a, Sovetskaya Str., Almeteyevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: razrcmg@tatnipi.ru

R.Kh. Nizaev, Dr.Sc., Professor, Oil and Gas Fields Development and Operation Chair, Almeteyevsk State Oil Institute
2, Lenin Str., Almeteyevsk, 423462, Russian Federation
Leading Research Associate, TatNIPIneft Institute-PJSC TATNEFT
186a, Sovetskaya Str., Almeteyevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: nizaev@tatnipi.ru

A.Kh. Kabirova, PhD, Senior Researcher, Formation Evaluation and Well Test Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT
186a, Sovetskaya Str., Almeteyevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: ahkabirova@tatnipi.ru

Статья поступила в редакцию 20.02.2024
Принята к публикации 19.06.2024
Опубликована 30.06.2024