

О термическом повышении нефтеотдачи при добыче высоковязких нефтей и битумов для месторождений Венесуэлы

А.А. Маркано Гонсалес¹, И.К. Басниева², Н.А. Еремин^{2*}, О.Н. Сарданашвили², З.Т. Краус²

1 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

2 – Институт проблем нефти и газа РАН

e-mail: *ermn@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена рассмотрению возможности применения метода внутрискластового горения при освоении нефтяного пояса Ориноко (Венесуэла) как эффективного метода разработки месторождений с высоковязкой нефтью и битумами. С начала освоения нефтяного пояса Ориноко технология внутрискластового горения рассматривается как ключевая технология разработки и эксплуатации залежей. Представлены критерии применимости технологии внутрискластового горения

Ключевые слова: тяжелая нефть, битумы, цифровая модернизация нефтегазового производства, добыча нефти, запасы нефти, внутрискластовое горение, термическая нефтеотдача.

Для цитирования: Маркано Гонсалес А.А., Басниева И.К., Еремин Н.А., Сарданашвили О.Н., Краус З.Т. О термическом повышении нефтеотдачи при добыче высоковязких нефтей и битумов для месторождений Венесуэлы // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 1(24). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-24.art9>

В настоящее время средний коэффициент извлечения нефти при разработке месторождений легкой нефти в мире достиг 30%, нефтеотдача на месторождениях с тяжелой нефтью составляет в среднем 20% [1–4]. Увеличение нефтеотдачи на месторождениях с легкой нефтью связывают с процессами цифровой модернизации нефтегазового производства [5–7]. На цифровых месторождениях с легкой нефтью нефтеотдача достигнет к 2050 г. 45–50%.

Возрастающие потребности мировой экономики в углеводородах будут удовлетворяться в основном за счет освоения новых месторождений, а также разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (в том числе залежей высоковязких нефтей и битумов). Наиболее крупными запасами тяжелой и высоковязкой нефти обладают Канада и Венесуэла.

Доказанные запасы нефти в Венесуэле на 01.2018 г. оцениваются в 11,0 млрд т [8], общее количество открытых нефтяных месторождений достигает 360.

Основная добыча нефти до недавнего времени осуществляется в западной части страны – в районе озера Маракайбо. С начала разработки месторождений пояса Ориноко

прирост добычи нефти приходится на этот район. Общая площадь уникального нефтяного пояса Ориноко составляет 55314 км². Это самое крупное месторождение нефти в мире. Геологические запасы тяжелой и сверхтяжелой нефти оцениваются в 206,3 млрд т. Извлекаемые запасы нефти могут составить до 44,4 млрд т.

В Венесуэле ежегодная добыча нефти сократилась с 133 млн т (ежесуточная – 3,3 млн т) в 2006 г. до 67 млн т (ежесуточная – 1,6 млн т) в 2018 г. Доля добычи нефти за счет применения тепловых методов воздействия составляет 58,5% в общем объеме добычи, из них до 30% приходится на добычу в районе Ориноко. В Венесуэле широко применяется закачка углеводородных газов.

Крупные месторождения тяжелой и сверхтяжелой нефти в Венесуэле открыты в нефтеносном поясе реки Ориноко (the Orinoco Heavy Oil Belt) в Восточной Венесуэле, на прибрежной нефтеносной площади Боливар (the Bolivar Coast Fields) в Западной Венесуэле, а также в Санта-Барбара (Santa Barbara) и Пириталь (Piritall) на северо-востоке страны. Месторождения нефтеносного пояса Ориноко содержат сверхтяжелую нефть с удельным весом от 0,84 до 0,98, вязкостью нефти свыше 8500 мПа*с, содержанием серы 1,2%, глубиной залегания 900 м и эффективной толщиной от 60 до 90 м.

Терригенные пласты были сформированы во флювиальных или дельтовых условиях осадконакопления. Площади Бахакеро (Bachaquero), Лагунильяс (Lagunillas) и Тиа Хуана (Tia Juana Fields) на прибрежной нефтеносной площади Боливар содержат тяжелую нефть с удельным весом от 0,85 до 0,99, вязкостью от 100 до 10000 мПа*с, залегают на глубине от 300 до 900 м и эффективная толщина терригенных пластов составляет от 15 до 90 м.

С конца 1990-х до начала 2000-х годов на месторождениях с высоковязкой нефтью и битумами применяли циклическую паростимуляцию (CSS) с паронефтяным отношением от 1,5 до 6,8 и паро-гравитационное дренирование (SAGD) в горизонтальных скважинах северной части месторождения Тиа Хуана с вязкостью нефти более 20 000 мПа*с [8]. Эта технология основана на непрерывном процессе нагнетания пара с использованием двух горизонтальных скважин: одной нагнетательной и одной добывающей скважин. Концепция SAGD была предложена доктором Батлером из Университета Калгари, Канада, в 1981 г. Первые пилотные исследования были проведены в 1987 г. на испытательном полигоне в штате Атабаска, Канада. В Венесуэле указанная технология начала исследоваться с 1997 г. на площади Лагунильяс на восточном побережье озера Маракайбо.

Пилотные испытания в течение трех лет подтвердили технологический потенциал этого метода, но его интенсивное внедрение не произошло в силу технико-экономических причин. Методы циклической паростимуляции (CSS) и паро-гравитационного дренирования (SAGD) не получили широкого применения в силу высоких капитальных и эксплуатационных затрат.

Венесуэла производит сверхтяжелую сырую нефть в районе нефтяного пояса Ориноко и активно использует импорт более легких нефтей в качестве разбавителей для смешивания со своей сырой нефтью. Финансовые трудности несколько раз не позволили государственной нефтяной компании *Petroleos de Venezuela SA (PdVSA)* импортировать необходимые объемы разбавителя для поддержания производства и экспорта продукции.

Экономика Венесуэлы зависит от нефтяных доходов. Снижение добычи нефти из-за низких мировых цен на сырую нефть негативно влияет на состоянии экономики страны. Например, количество активных буровых установок в стране упало с 70 в 2016 г. до 43 в 2017 г. Соединенные Штаты Америки являются крупнейшим импортером сырой нефти в Венесуэле – 0,618 млн барр./сут или 41% всего венесуэльского экспорта. Китай и Индия в 2017 г. импортировали соответственно 0,386 и 0,332 млн барр./сут. Остальные 0,186 млн барр./сут экспорта нефти пришлось на Швецию, Великобританию, Германию, Кубу, Сингапур и другие страны.

Наиболее эффективными методами увеличения нефтеотдачи на месторождениях высоковязкой нефти и битумов являются термические методы. Критерии применимости этих методов представлены в табл. 1 [9–11], см. также диссертацию Н.А. Еремина «Создание системы автоматизированного проектирования разработки нефтяных месторождений методом внутрипластового горения» на соискание ученой степени кандидата технических наук (1987 г.). Применение тепловых методов на месторождениях с высоковязкой нефтью в России началось с 70-х годов прошлого века. В большинстве случаев эффективность разработки существенно повысилась. В Венесуэле применение тепловых методов началось с 1966 г. На месторождении Ист-Тиа-Хуана было успешно реализовано внутрипластовое горение, нефтеотдача повысилась до 52,6%.

В табл. 2 представлены основные геолого-физические свойства продуктивных пластов и свойства нефти месторождений России и Венесуэлы, где были применены тепловые методы.

Таблица 1

Критерии применимости термических методов

Параметр	Единица измерения	Нагнетание горячей воды	Нагнетание пара	Внутрипластовое горение
Тип породы	—	т, к	т, к	т
Тип коллектора	—	п, тр	п	п
Проницаемость	мкм ²	0,1–3,0	0,01–3,0	0,1–5,0
Пористость	д. ед.	0,1–0,3	0,04–0,3	0,18–0,4
Нефтенасыщенность	д. ед.	0,7–1,0	0,4–1,0	0,4–0,1
Связанная вода	д. ед.	0,0–0,3	0,0–0,3	0,0–0,3
Толщина	м	10–25	6–25	3–20
Толщина водонасыщенной зоны	м	нп	0,0–3,0	0,0–3,0
Толщина покрывающих пород	м	>3	3,0–100,0	3,0–100
Давление	МПа	1,0–40	1,0–15	нп
Температура	°С	0,0–50	0,0–50	нп
Угол падения	град.	0,0–5	0,0–5	0,0–3,0
Глубина залегания	м	30–2000	30–1000	150–2000
Плотность	кг/м ³	850–1000	800–1100	825–1100
Вязкость	мПа·с	15,0–100	50–8000	1,0–1500
Содержание парафина	д. ед.	0,0–0,3	0,0–0,3	0,0–0,3
Содержание асфальтенов	д. ед.	0,0–0,15	0,0–0,15	0,0–0,15
Содержание смол	д. ед.	0,0–0,4	0,0–0,4	0,0–0,4
Содержание серы	д. ед.	0,0–0,08	0,0–0,08	0,0–0,02
Содержание цемента	д. ед.	0,1–0,3	0,1–0,3	0,1–0,3
Содержание глин	д. ед.	0,0–0,25	0,0–0,05	0,0–0,1
Карбонатность	д. ед.	нп	0,0–0,05	нб

В настоящее время планируется широкое применение внутрипластового горения на крупнейших месторождениях Венесуэлы: Аякучо, Арекуна, Бар.

Для оценки технологической эффективности внутрипластового горения на этих месторождениях были проведены численные исследования на примере опытного участка месторождения MFB-52 блока Баре пояса Ориноко.

Пластовая нефть опытного участка имеет следующие PVT свойства:

Давление насыщения (P_b)	5,65 МПа
Газосодержание нефти (R_{sb})	2,95 М ³
API	8,3
Вязкость нефти (μ_o)	7500 сПз

Таблица 2

Основные геолого-физические свойства продуктивных пластов и свойства нефти месторождений России и Венесуэлы

параметры						РОССИЯ							Арланское	Пионерское		
						Усинское	Каражанбас	Толумское	Новодмитриевское	Жирновское						
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м						1170	354	1980	1250	1350	860	1250				
Тип коллектора						карбонатный, трещинный	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый				
Общая эффективная толщина, м						до 110	15,7	18,4	17	15,1	18,7	12				
Абсолютная проницаемость, мД						38	206	19,1	16	32	58,79	60				
Коэффициент открытой пористости, %						18-20	20	21	33	24	21	26,5				
Пластовая температура, °С						19-25	32	79	67	21	20	23				
Вязкость нефти в пластовых условиях, сПз (мПа*с)						710	660	2,5	2	20	30	40,2				
Плотность пластовой нефти, кг/м ³						955-968	920	883,3	830	868	840-890	898				
ВЕНЕСУЭЛА																
БАРЕ	БАРЕ	БАРЕ	БАРЕ	БАРЕ	БАРЕ	БАРЕ	Карабобо	Карабобо	Карабобо	Карабобо	Карабобо	Баре	Хунин	Хунин	Хунин	Хунин
900	2200	2200	2150	1900	2000	2350	900	950	1000	1100	800	1000	1300	800	900	1200
терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый
12,3	12,3	15,1	17	16	15,7	18,4	12	15	16	13	13	15	15	14	13	11
5000	4682	4682	4682	1633	1074	5084	2350	992	6115	6669	1250	5008	4100	4930	1991,9	2859,8
30	31	27	32	26,5	23,1	25	28	27	32,3	31	29	25	32	35	29	30
59	51,1	51,1	50	55,56	57,22	52,2	82,22	85	44,44	47,78	82,78	68,89	45,56	40,56	42,78	43,33
684	1154	1174	1465	1200	1160	1263	2765	2051	5319	4053	6592	3750	5300	4500	5100	4800

Расчеты были проведены на основе термогидродинамического симулятора STARS программного комплекса CMG компании Computer Modelling Group.

В симуляторе STARS уравнения, описывающие процессы фильтрации в пласте нефти, газа и воды, дополняются системой уравнений, описывающих процессы генерации и переноса тепла. В частности, учитываются следующие процессы:

- процесс снижения вязкости нефти при повышении температуры пласта;
- создание зоны экзотермических реакций, которая перемещается по пласту;
- процесс жидкофазного окисления тяжелых компонентов нефти;
- изменение ФЕС коллектора в процессе теплового воздействия и изменение давления.

Расположение скважин на опытном участке представлено на рис. 1.

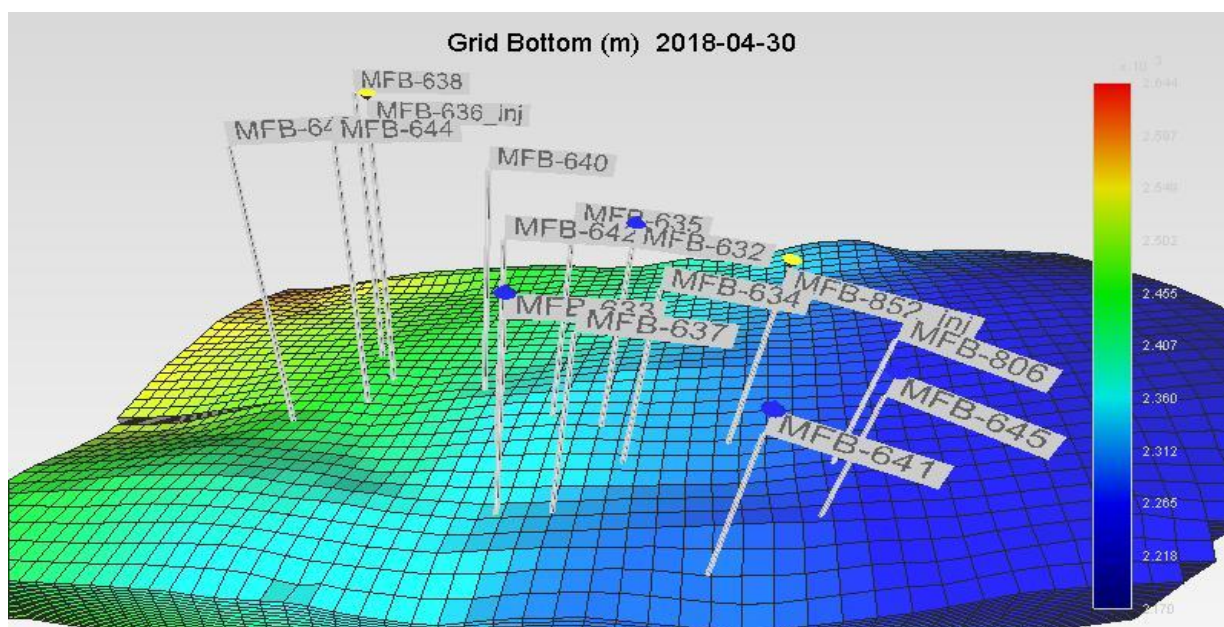


Рис. 1. Расположение скважин на структурной карте опытного участка месторождения MFB-52 блока Баре пояса Ориноко по состоянию на 30.04.2018

В процессе реализации внутрипластового горения объем закачиваемого воздуха составил 99108,99 м³ в сутки по двум скважинам MFB-852 и MFB-636 за 1 год.

На рис. 2–5 показана динамика накопленной добычи нефти по скважинам MFB-632, MFB-633, MFB-641, MFB-645 с 2015 г. Графики красного цвета соответствуют варианту без применения внутрипластового горения, графики синего цвета – варианту с применением внутрипластового горения.

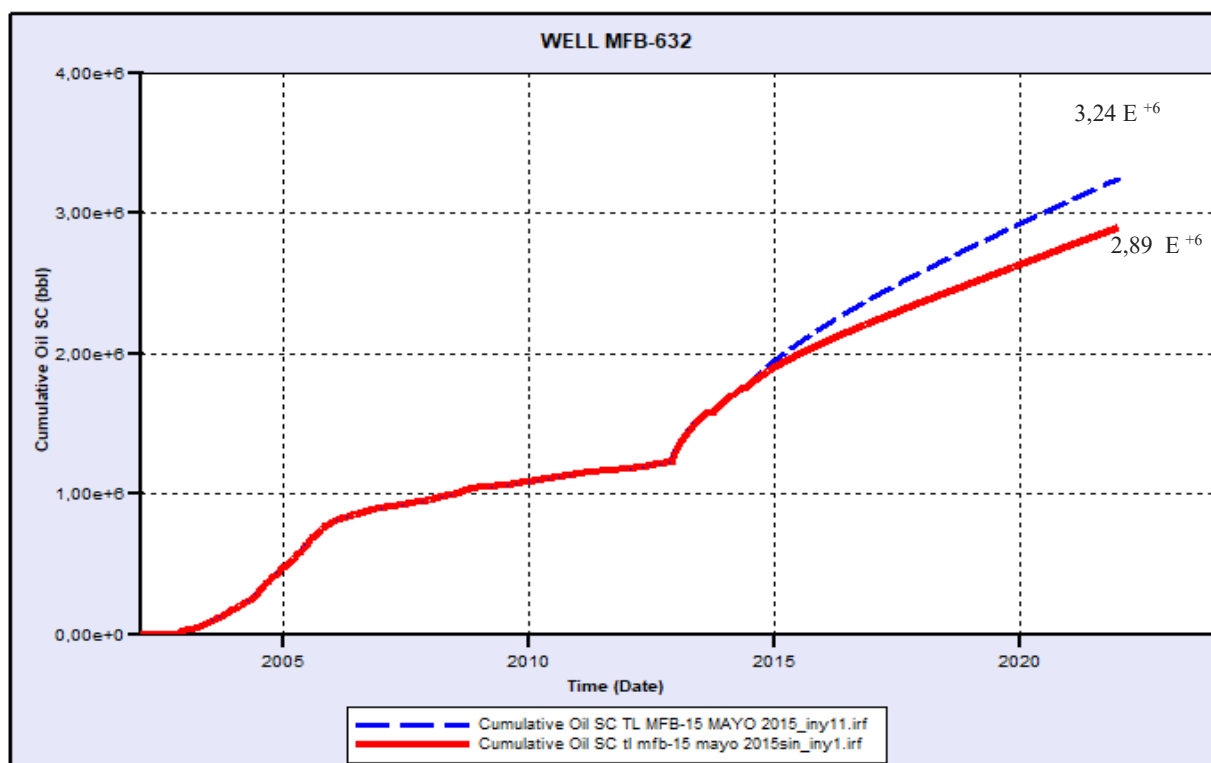


Рис. 2. Динамика накопленной добычи нефти по скважине MFB-632

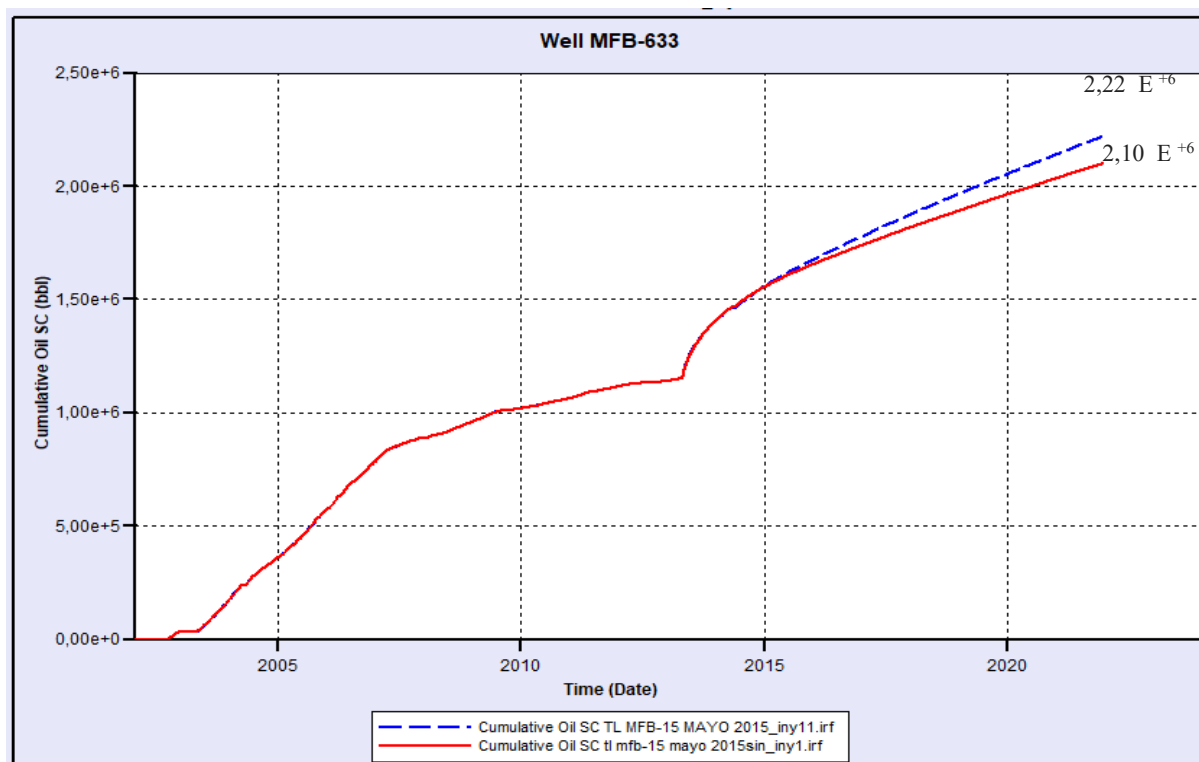


Рис. 3. Динамика накопленной добычи нефти по скважине MFB-633

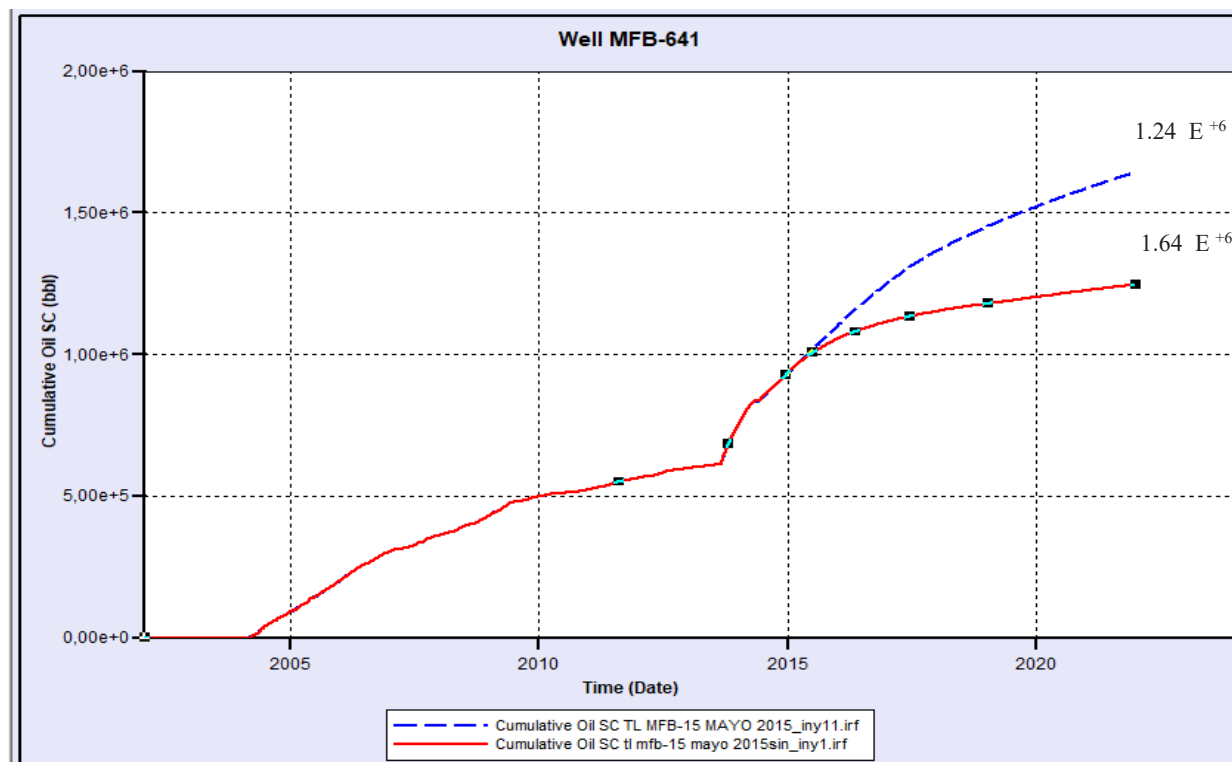


Рис. 4. Динамика накопленной добычи нефти по скважине MFB-641

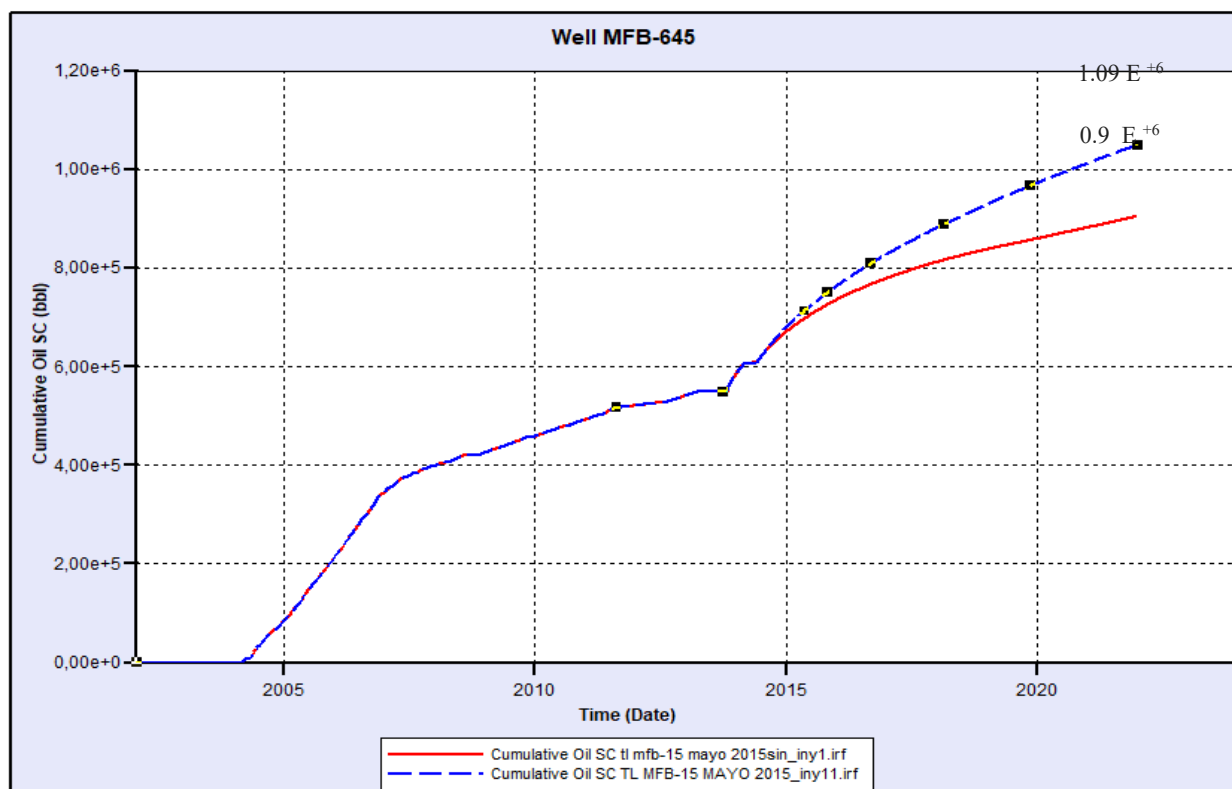


Рис. 5. Динамика накопленной добычи нефти по скважине MFB-645

На рис. 6 представлена динамика накопленной добычи нефти в целом по участку MFB-52 (график красного цвета – накопленная добыча без воздействия, график синего цвета – внутрипластовое горение с 2015 г.).

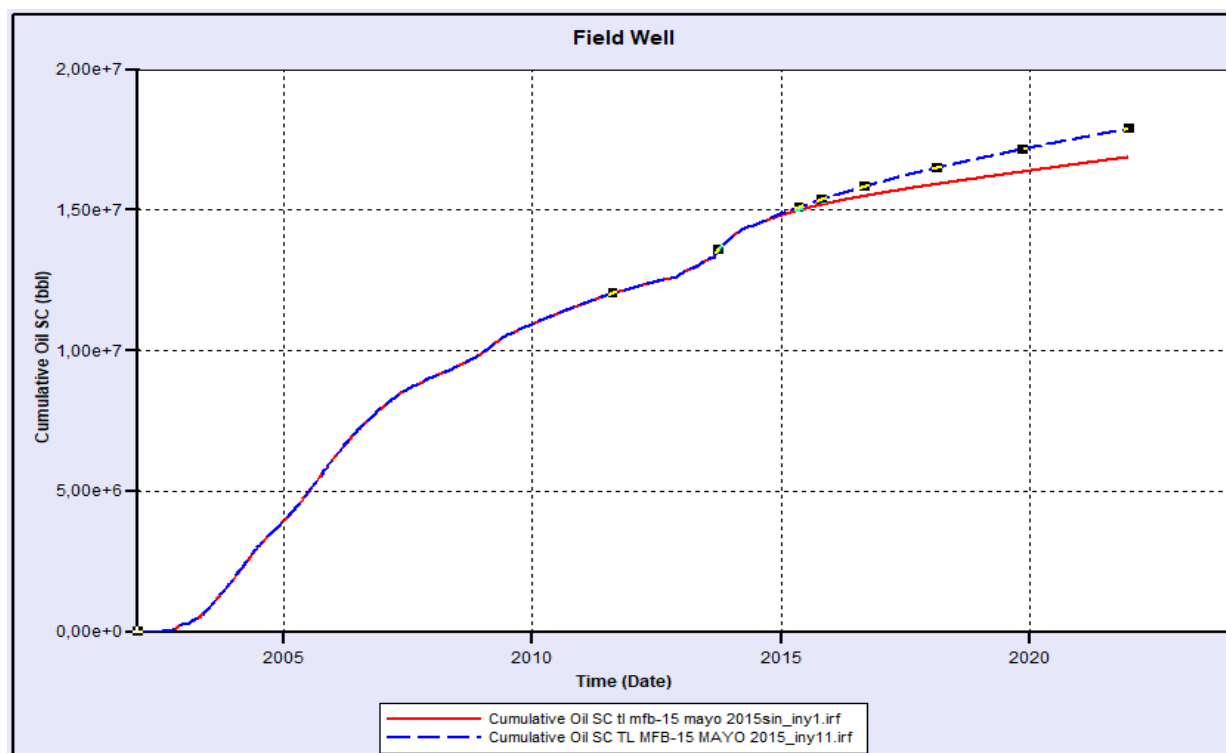


Рис. 6. Динамика накопленной добычи нефти по опытному участку месторождения MFB-52

Анализ результатов проведенных численных исследований показал, что накопленная добыча нефти увеличивается по всем добывающим скважинам, а по участку в целом – в среднем на 6% за 10 лет (с 2015 по 2025 гг.).

Таким образом на примере анализа эффективности применения внутрипластового горения для опытного участка месторождения MFB-52 блока Баре пояса Ориноко подтверждена перспективность данного метода для повышения нефтеотдачи при разработке месторождений высоковязких нефтей и битумов Венесуэлы.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)», № АААА-А19-119013190038-2).

Литература

1. *Гаричев С.Н., Еремин Н.А.* Технология управления в реальном времени: Учеб. пособие. В 2 ч. М.: МФТИ, 2015. Ч. 1. 196 с.
2. *Гаричев С.Н., Еремин Н.А.* Технология управления в реальном времени: Учеб. пособие. В 2 ч. М.: МФТИ. 2015. Ч. 2. 304 с.
3. *Garichev S.N., Eremin N.A.* Technology of management in real time: Учеб. пособие (на англ. яз.). В 2 ч. М.: МФТИ, 2013. Ч. 1. 227 с.
4. *Garichev S.N., Eremin N.A.* Technology of management in real time: Учеб. пособие (на англ. яз.). В 2 ч. М.: МФТИ, 2013. Ч. 2. 167 с.
5. *Абукова Л.А., Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А.* Цифровая модернизация нефтегазового комплекса России // Нефтяное хозяйство. 2017. № 11. С. 54–58 <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-54-58>
6. *Абукова Л.А., Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Черников А.Д.* Цифровая модернизация нефтегазовой отрасли: состояние и тренды // Датчики и системы. 2017. № 11. С.13–19
7. *Еремин Н.А., Еремин Ал.Н., Еремин Ан.Н.* Цифровая модернизация нефтегазового производства // Нефть. Газ. Новации. 2017. № 12. С. 13–16.
8. *Yang Z., Li X., Chen H., Liu Z., Luo Y., Fang L.* Alternate imbalance operating-pressure process improving SAGD performance of foamy extra-heavy oil reservoirs in the Eastern Orinoco Belt, Venezuela // Paper SPE 191156 prepared for presentation at the SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference. Port of Spain, Trinidad and Tobago, 25–26 June 2018. 15 p. <http://doi.org/10.2118/191156-MS>
9. *Еремин Н.А.* Создание системы автоматизированного проектирования разработки нефтяных месторождений методом внутрипластового горения: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. М.: МИНГ им. И.М. Губкина, 1987. 22 с.
10. *Еремин Н.А.* Моделирование разработки месторождений нефти методами нечеткой логики: Автореф. дис. ... докт. техн. наук. М.: ГАНГ им. И.М. Губкина, 1995. 50 с.
11. *Basnieva I.K., Zolotukhin A.B., Eremin N.A., Udovina E.F.* Comparative analysis of successful application of EOR in Russia and CIS // Paper SPE 28002 prepared for presentation at the SPE University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium. Tulsa, Oklahoma, 29–31 August 1994. 9 p. <https://doi.org/10.2118/28002-MS>

About thermal oil recovery during the extraction of heavy oil and bitumen for the fields of Venezuela

A.A. Marcano Gonzalez¹, I.K. Basnieva², N.A. Eremin^{2*}, O.N. Sardanashvili², Z.T. Kraus²

1 – Gubkin Oil and Gas University

2 – Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

e-mail: *ermn@mail.ru

Abstract. The article notes that in-situ combustion is an effective method for developing fields with high-viscosity oil and bitumen. With the beginning of the development of the Orinoco oil belt, in-situ combustion technology is considered as a key technology for the development and operation of fields with high-viscosity oil and bitumen. The article describes the classification of methods for enhanced and improved oil recovery. The criteria for the applicability of technology in-situ combustion are presented. To assess the technological efficiency of in-situ combustion, numerical studies were carried out using the example of the experimental section of the MFB-52 field of the Barino block of the Orinoco belt. It is shown that cumulative oil production increases by an average of 6% over 10 years (from 2015 to 2025).

Keywords: heavy oil, bitumen, digital modernization of oil and gas production, oil production, oil reserves, in-situ combustion, technological efficiency of thermal oil recovery.

Citation: Marcano Gonzalez A.A., Basnieva I.K., Eremin N.A., Sardanashvili O.N., Kraus Z.T. About thermal oil recovery during the extraction of heavy oil and bitumen for the fields of Venezuela // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 1(24). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-24.art9> (In Russ.).

References

1. *Garichev S.N., Eremin N.A.* Technology of management in real time. In 2 parts. Moscow: MIPT, 2015. Part 1. 196 p. (In Russ.).
2. 1. *Garichev S.N., Eremin N.A.* Technology of management in real time. In 2 parts. Moscow: MIPT, 2015. Part 1. 304 p. (In Russ.).
3. *Garichev S.N., Eremin N.A.* Technology of management in real time. In 2 parts. Moscow: MIPT, 2013. P. 1. 227 p. (In Eng.).
4. *Garichev S.N., Eremin N.A.* Technology of management in real time. In 2 parts. Moscow: MIPT, 2013. P. 2. 167 p. (In Eng.).
5. *Abukova L.A., Dmitrievsky A.N., Eremin N.A.* Digital modernization of Russian oil and gas complex // Oil Industry. 2017. No. 11. P. 54–58. <http://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-54-58> (In Russ.).
7. *Abukova L.A., Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Chernikov A.D.* Digital modernization of oil and gas industry: status and trends // Sensors and Systems. 2017. No. 11. P. 13–19. (In Russ.).

7. *Eremin N.A., Eremin A.I., Eremin A.N.* Digital modernization of the oil and gas production // *Neft. Gaz. Novacii*. 2017. No. 12. P. 13–16. (In Russ.).

8. *Yang Z., Li X., Chen H., Liu Z., Luo Y., Fang L.* Alternate imbalance operating-pressure process improving SAGD performance of foamy extra-heavy oil reservoirs in the Eastern Orinoco Belt, Venezuela // Paper SPE 191156 prepared for presentation at the SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference. Port of Spain, Trinidad and Tobago, 25–26 June 2018. 15 p. <https://doi.org/10.2118/191156-MS>

9. *Eremin N.A.* Development of the system of computer-aided design of oil field development by in-situ combustion method: Synopsis of PhD thesis. Moscow: Gubkin University, 1987. 22 p. (In Russ.).

10. *Eremin N.A.* Hydrocarbon field simulation by fuzzy logic methods: Synopsis of doctoral thesis. Moscow: Gubkin University, 1995. 50 p. (In Russ.).

11. *Basnieva I.K., Zolotukhin A.B., Eremin N.A., Udovina E.F.* Comparative analysis of successful application of EOR in Russia and CIS // Paper SPE 28002 prepared for presentation at the SPE University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium. Tulsa, Oklahoma, 29–31 August 1994. 9 p. <https://doi.org/10.2118/28002-MS>