



© Коллектив авторов,
2025



УДК 622.276.652
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-34-46>

ОБЗОР ПРОЕКТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА: ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ПРОЦЕССА, СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИК

**К.М. Федоров^{1,2,*}, А.А. Гильманов¹, А.П. Шевелёв^{1,2}, О.Н. Пичугин²,
М.И. Амерханов³**

¹Тюменский государственный университет, РФ, Тюмень

²Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», РФ, Альметьевск

³ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, РФ, Альметьевск

Электронный адрес: k.m.fedorov@utmn.ru

Введение. На сегодняшний день существенная доля запасов углеводородов приходится на высоковязкие и сверхвысоковязкие нефти. Разработка таких месторождений возможна с использованием перспективной технологии парогравитационного дренажа. Этот процесс является технически сложной и дорогостоящей процедурой, что приводит к необходимости детального прогнозирования процесса, обоснования мероприятий по управлению разработкой. Одним из инструментов решения этих задач является подбор наиболее важных характеристик и оценка их количественных значений месторождений-кандидатов для успешного применения технологии парогравитационного дренажа.

Целью работы является сопоставительный анализ результатов экспериментального исследования процесса парогравитационного дренажа с промысловым опытом реализации данной технологии за рубежом и в ПАО «Татнефть».

Материалы и методы. Проведён анализ основных экспериментальных методик и математических моделей анализа процесса, выделены достоинства и недостатки подходов. Получена репрезентативная выборка проектов разработки месторождений высоковязкой нефти, включающая как пилотные проекты, так и промышленную добычу нефти на месторождениях с широким диапазоном геологических свойств залежи и фильтрационно-емкостных свойств пластов. На основе процедуры анализа выделены ключевые параметры, определяющие эффективность рассматриваемого процесса. Осуществлено сравнение средних значений параметров для группы отечественных и зарубежных месторождений.

Результаты. Сопоставительный анализ промысловых данных позволил установить диапазоны значений ключевых параметров реализации технологии парогравитационного дренажа. Зарубежный опыт применения технологии сопоставлен с пилотными проектами ПАО «Татнефть».

Заключение. Показано, что тепловая задача превалирует над гравитационно-сегрегационными процессами, которые происходят гораздо быстрее, и проницаемость пласта практически не влияет на дебиты продукции. В целом основные этапы и особенности процесса, прогнозируемые в экспериментальных и теоретических моделях, наблюдаются и в промысловых проектах, и на практике.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, тепловые методы увеличения нефтеотдачи, парогравитационный дренаж, экспериментальное и математическое моделирование, промысловый опыт, сверхвысоковязкие нефти

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Федоров К.М., Гильманов А.А., Шевелёв А.П., Пичугин О.Н., Амерханов М.И. Обзор проектов с применением парогравитационного дренажа: основные этапы процесса, сравнительный анализ характеристик. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):34–46. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-34-46>

Статья поступила в редакцию 30.09.2024

Принята к публикации 15.11.2024

Опубликована 31.03.2025

REVIEW OF STEAM-ASSISTED GRAVITY DRAINAGE PROJECTS: MAIN STEPS OF THEIR
APPLICATION, COMPARATIVE ANALYSIS OF THE MAIN PARAMETERS

**Konstantin M. Fedorov^{1,2,*}, Aleksandr Ya. Gilmanov¹, Aleksandr P. Shevelev^{1,2}, Oleg N. Pichugin²,
Marat I. Amerkhanov³**

¹University of Tyumen, RF, Tyumen

²Almetyevsk State Technological University "High Oil School", RF, Almetyevsk

³PJSC "Tatneft" n.a. V.D. Shashin, RF, Almetyevsk

E-mail: k.m.fedorov@utmn.ru

Introduction. Today, high-viscosity oils present a significant fraction of hydrocarbon reserves. The production of such resources is possible by application of the steam-assisted gravity drainage technology. This process is technically complex and expensive procedure. One of the tools of the process forecast is the selection of the most significant characteristics and assessment of their quantitative values of candidate fields for successful application of steam-assisted gravity drainage.

The aim of the article is comparative analysis of the results of experimental study of the steam-assisted gravity drainage process with the field experience of implementing this technology abroad and by Tatneft.

Materials and methods. The analysis of the main experimental and mathematical models of process is carried out, the advantages and disadvantages of the approaches are highlighted. A representative sample of projects has been obtained. Based on the analysis procedure, the key parameters determining process effectiveness under consideration are highlighted. The comparison of average values of the parameters for a group of Russian and foreign fields is carried out.

Results. A comparative analysis of field data made it possible to establish ranges of values of key parameters for the implementation of steam-assisted gravity drainage. The foreign experience of using the technology is compared with the pilot projects of Tatneft.

Conclusion. It is shown that the thermal problem prevails over gravitational segregation processes. In general, the main steps and features of the process established in experimental and theoretical investigations are presented in the field pilots monitoring.

Keywords: hard-to-recover reserves, thermal enhanced oil recovery methods, steam-assisted gravity drainage, experimental and mathematical modeling, field experience, ultra-high-viscosity oils.

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Fedorov K.M., Gilmanov A.Ya., Shevelev A.P., Pichugin O.N., Amerkhanov M.I. Review of steam-assisted gravity drainage projects: main steps of their application, comparative analysis of the main parameters. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):34–46. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-34-46>

Manuscript received 30.09.2024

Accepted 15.11.2024

Published 31.03.2025

ВВЕДЕНИЕ

Современные вызовы отечественной экономики и производства диктуют необходимость поддержания высоких темпов добычи углеводородного сырья, что сопряжено с вовлечением в разработку трудноизвлекаемых запасов [1, 2], значительную часть которых составляют высоковязкие и сверхвысоковязкие нефти и битумы. Эффективная разработка таких запасов невозможна без использования перспективных тепловых методов увеличения нефтеотдачи, включая технологию парогравитационного дренажа (Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD)) [3]. Среди различных вариантов этой технологии [4–8] максимальные показатели добычи нефти достигаются при технологии дренирования пласта парами скважин с горизонтальными стволами, расположенных одна над другой вблизи подошвы пласта. Нижний ствол в этом варианте дренирует пласт, а через верхний осуществляется закачка пара [3, 9], **рис. 1**.

К настоящему времени накоплен определенный промысловый опыт как пилотных проектов применения технологии, так и промышленной эксплуатации месторождений. Впервые метод предложен и апробирован за рубежом на месторождении Cold Lake в 1980 году, где первоначально опробовались технологии пароциклического и паротеплового воздействия, технологические показатели которых показали лишь ограниченный

эффект [3]. Применение метода SAGD показало более высокие технологические показатели, что привело к распространению полученного опыта на других канадских месторождениях, а затем и в других компаниях и странах. В первую очередь технология апробировалась на месторождениях, содержащих значительные запасы неглубоко залегающей сверхвысоковязкой нефти и битумов. Поскольку к моменту запуска первых проектов SAGD в России за рубежом уже был накоплен определённый промысловый опыт, то основные отечественные разработки были сосредоточены на проблемах бурения близкорасположенных пар скважин и систем разработки с применением SAGD [5, 6].

ПРИВЕДЕНО СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА С ПРОМЫСЛОВЫМ ОПЫТОМ РЕАЛИЗАЦИИ ДАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ЗА РУБЕЖОМ И В ПАО «ТАТНЕФТЬ».

Для анализа промыслового опыта применения технологии целесообразно кратко остановиться на основных результатах экспериментального и математического моделирования процесса. Экспериментальные установки для исследования процесса можно сгруппировать на два типа: анализ процесса в «нормальных условиях»

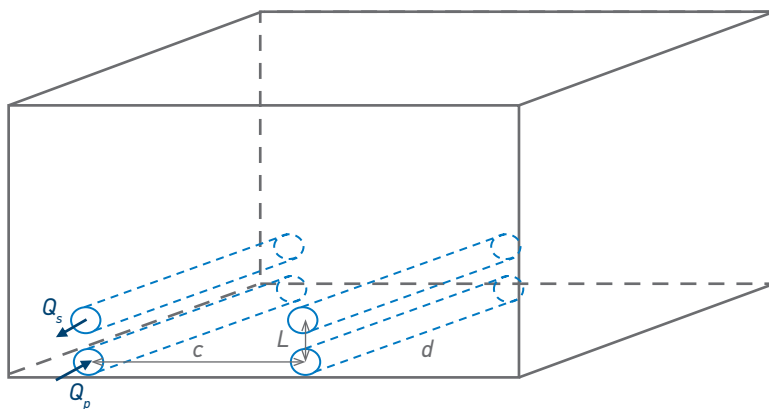


Рис. 1. Основной элемент схемы разработки месторождения с применением парогравитационного дренажа. На рисунке c — расстояние между парами скважин, L — расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами в паре, d — длина горизонтальных стволов скважин, Q_s — расход нагнетаемого пара, Q_p — дебит продукции. Составлено авторами

Fig. 1. Steam-assisted gravity drainage technology. Nomenclature: c — distance between pairs of wells, L — distance between the injector and the producer in pair, d — length of horizontal well, Q_s — injected steam flow rate, Q_p — production rate. Figure prepared by the authors

и при термодинамических условиях пласта [10, 11]. Установкой первого типа является конструкция Батлера [10], которая представляет из себя плоскую модель поперечного сечения пласта со стеклянной боковой панелью, позволяющей замерять поле температур в модели и визуально наблюдать за развитием процесса. В результате исследований установлены первые принципиальные заключения о процессе: формирование паровой камеры, охватывающей нагнетательную и добывающую скважины, рост камеры сначала в вертикальном, а затем в горизонтальном направлениях, геометрические характеристики камеры близки к равнобедренному треугольнику с растущим углом в вершине, как представлено на **рис. 2**. Отмечено, что продукция представляет собой эмульсию нефть в воде с обводненностью около 80%. Второй тип экспериментальной установки разработан и использовался при исследованиях процесса в работе [11].

В экспериментальной установке модели пары нагнетательной и горизонтальной скважин помещены в цилиндрическую модель пласта с возможностью создавать в ней пластовые условия. Замер параметров продукции производится на выходе, а тепловое поле внутри модели регистрируется сеткой температурных датчиков, помещенных внутри модели пласта, как схематично показано на **рис. 3**. Так как условия проведения исследований соответствовали пластовым, а используемые модели нефти были сверхвысоковязкие, близкие по компонентному составу к битуминозным, то основные результаты касались компонентного изменения исходного состава нефти в модели и извлекаемой из нее. Установлено, что в паровой камере происходит разделение нефти на более легкую и тяжелую составляющие, причем продукция в основном состоит из первой составляющей, температура в паровой камере соответствует насыщенному состоянию пара при пластовом давлении, обводненность добываемой продукции была также близка к 80%. Следует отметить, что достоверное воспроизведение геометрии паровой камеры осложнено разреженной сеткой термопар в модели пласта, контуры паровой камеры, приведенные в статье [11], имеют достаточно субъективный вид. Этапу дренирования предшествует период времени, в течение которого осуществляется циркуляция пара в одной или обеих горизонтальных скважинах для установления тепловой и гидродинамической связи между ними [3]. Основной этап добычи нефти связан с ростом паровой камеры сначала вверх, а затем и в ширь. На завершающей стадии процесса может происходить интерференция паровых камер от соседних пар скважин, и полнота извлечения нефти зависит от выбора эффективной системы разработки (значений c , L и d). Выбор оптимальных технологических параметров воздействия и плотности сетки

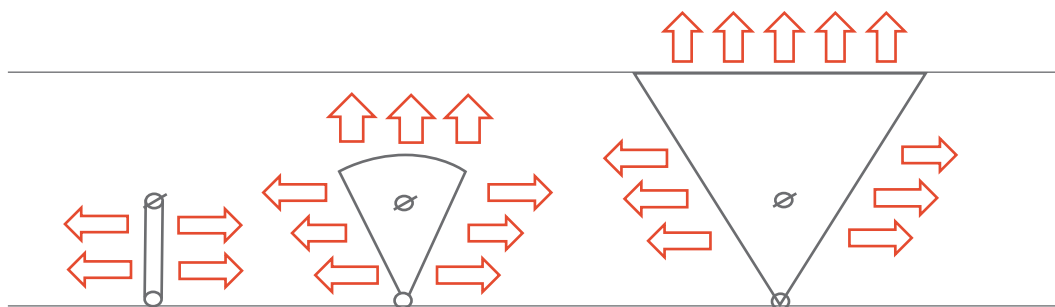


Рис. 2. Схема роста паровой камеры в поперечном сечении пласта. Красные стрелки обозначают тепловые потери. Составлено авторами

Fig. 2. The growth scheme of the steam chamber in the cross section of a reservoir. The red arrows indicate heat losses. Figure prepared by the authors

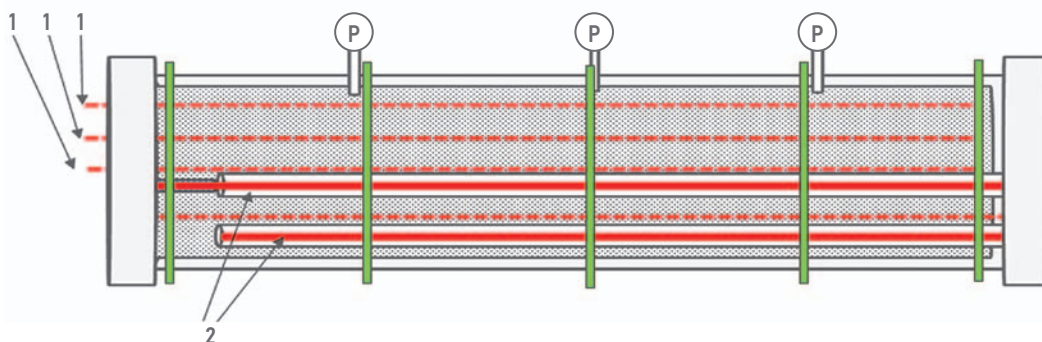


Рис. 3. Схема цилиндрической экспериментальной установки [11]. Обозначения: 1 — термопара, 2 — скважина, P — датчик давления

Fig. 3. Scheme of the cylindric experimental setup [11]. Nomenclature: 1 — thermocouple, 2 — well, P — pressure gauge

скважин невозможен без предшествующего этапа моделирования тепловых и гидродинамических процессов при SAGD. Теоретическое направление исследований процесса SAGD также можно условно разбить на два подхода. Первым подходом является упрощённое моделирование процесса (прокси-модели), которое началось с математических моделей Батлера и его учеников [12]. К отечественным разработкам в этом направлении можно отнести модель и аналитическое решение Шандрыгина [13], а также интегральный подход, предложенный в статьях [14, 15].

Достоинствами подхода Батлера [12] являются детальное описание динамики развития теплового поля и геометрии паровой камеры, а также возможность расчёта некоторых технологических параметров. К недостаткам можно отнести отсутствие описания стадии вертикального роста камеры и этапа интерференции пар скважин. Модель также не учитывает неоднородность и анизотропию проницаемости пласта. Валидация модельных расчётов путем сопоставления с экспериментальными результатами проводится за счёт введения поправочного коэффициента, универсальность которого является большим вопросом.

В работе Шандрыгина [13] при использовании близкой по смыслу модели получено аналитическое решение задачи при постоянном дебите продукции. В работе рассматривается условие формирования паровой камеры, охватывающей взаимодействующую пару скважин. Так как используется модель, основанная на подходе Батлера, то присущие последней недостатки также справедливы и для неё.

В работах [14, 15] предложен подход, основанный на решении интегральных законов сохранения массы и энергии для всей паровой камеры, при этом считается,

что температура всей камеры равна температуре насыщения пара при пластовом давлении, давление и насыщенности фаз однородно распределены в камере. Численно-аналитическое решение позволило установить: критерии формирования камеры, охватывающей взаимодействующую пару скважин; вертикальный и латеральный рост паровой камеры и интерференцию соседних пар скважин. К недостаткам модели можно отнести осреднение параметров фаз по паровой камере и упрощённое описание гидродинамики процесса и отсутствие алгоритмов учёта неоднородности и анизотропии проницаемости пласта.

Другое направление в моделировании SAGD подразумевает использование неизотермических гидродинамических симуляторов [16–18]. Сильные стороны такого подхода заключаются в рассмотрении всех особенностей, определяющих процесс, в том числе геологической и теплофизической неоднородности пласта; возможности расчёта всех технологических параметров. Однако такие возможности подхода выливаются в серьезные недостатки и проблемы при его реализации. К основным недостаткам такого подхода относятся неоправданно большие временные затраты; влияние ориентационных эффектов численных методов, которые приводят к «размазанной» геометрии камеры и влияют на точность расчета тепловых и гидродинамических потоков вокруг нее; необходимость проведения большого объема дополнительных геофизических исследований для детального секторного моделирования участка воздействия. Поэтому «прорывных» выводов, основанных на 3D-расчётах, к сожалению, получено не было.

Целью работы является сопоставительный анализ результатов экспериментального и теоретического исследования процесса SAGD с промысловым опытом реализации

данной технологии за рубежом по доступным литературным данным и ПАО «Татнефть» как лидера по внедрению технологии в России.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Для анализа промыслового опыта применения SAGD в зарубежной и отечественной практике проведён обзор литературы, из которого выбраны публикации с имеющимися данными по наиболее представительному набору параметров [19–37]. Зарубежный опыт сопоставлялся с промежуточными результатами пилотных проектов применения технологии SAGD на месторождениях ПАО «Татнефть». Технологические параметры разработки сгруппированы по основным параметрам, которые имеют наибольшее значение для эффективности SAGD. Выделены три основные группы: физические свойства пластовых флюидов, физические свойства

пласта и технологические показатели работы скважин.

К параметрам первой группы относятся: вязкость и плотность нефти в пластовых условиях μ_{op} , ρ_o при начальной пластовой температуре T_0 , вязкость нефти μ_{os} при температуре закачиваемого пара T_s , а также начальная нефтенасыщенность S_o , которые приведены в табл. 1.

Как видно из табл. 1, пилотные проекты охватывают не только высоковязкие, но и битуминозные нефти, для которых понятие ньютоновской вязкости не совсем корректно. Но так как, согласно результатам экспериментальных исследований, все гидродинамические процессы происходят внутри паровой камеры, то основную роль играет именно вязкость при температуре насыщения пара, которая определяется пластовым давлением. Эта вязкость в большинстве случаев менее 50 сП, которую уже можно принять ньютоновской жидкостью.

Таблица 1. Физические свойства пластовых флюидов в реализуемых проектах SAGD [19–37]
Table 1. Physical properties of reservoir fluids in the performed projects SAGD [19–37]

Месторождение, год запуска SAGD	μ_{op} , мПа·с	μ_{os} , мПа·с	ρ_o , кг/м ³	T_s , °C	T_0 , °C	S_o , д.е.
Cold Lake (Канада), 1980	1000000	10	нет данных	200	12	0,62 (от 0,58 до 0,65)
Dover (США), 1993	нет данных	нет данных	950	нет данных	нет данных	0,7
Pike's Peak (Канада), 1995	25000	нет данных	980	250	28	0,9
Celtic (Канада), участок 1, 1996	8000	2	850	240	21	0,8
Celtic (Канада), участок 2, 1996	21000	нет данных	980	240	21	0,8
Celtic (Канада), участок 3, 1996	33000	нет данных	980	190	нет данных	0,8
Senlac (Канада), 1996	4000	2,4	960	224	29	0,85
Christina Lake (Канада), 2001	нет данных	6 (от 1 до 10)	нет данных	224	нет данных	нет данных
Liaohe (КНР), 2003	нет данных	нет данных	нет данных	272	10	0,8
Firebag (Канада), участок 1, 2004	1800000	нет данных	1010	225	8	0,52
Firebag (Канада), участок 2, 2004	2000000	нет данных	нет данных	213	12	0,86
Firebag (Канада), участок 3, 2004	нет данных	12	875	225	25	нет данных
Firebag (Канада), участок 4, 2004	нет данных	19	925	200	30	нет данных
Fengcheng (КНР), 2012	1750000 (от 50000 до 3000000)	100	нет данных	210	30	0,72
Xingjiang (КНР), участок 1, 2012	11009	40	нет данных	265	20	0,74
Xingjiang (КНР), участок 2, 2012	300000	200	нет данных	150	17,5	0,7 (от 0,6 до 0,8)
Xingjiang (КНР), участок 3, 2012	100000	100	нет данных	269	18	0,75
XLT (КНР), 2012	267400	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных
Maranon Basin (Перу), 2014	121	нет данных	975	232	57	нет данных
Среднее по зарубежной практике	494635	49	939	225	22	0,77
Ново-Чегодайское (РФ), 2019	12907	34	936	195	8	0,56

Начальная насыщенность нефти меняется в достаточно широком диапазоне, что указывает на то, что эта величина определяется не капиллярными силами, а другими причинами.

В **табл. 2** приведены принципиальные геологические и фильтрационно-емкостные свойства пласта, такие как забойное p_w и пластовое p_r давления, а также h — мощность, m — пористость, k — абсолютная проницаемость и H — глубина залегания пласта [19–37].

Анализ приведенных в таблице данных показывает, что технология SAGD реализуется при депрессиях и репрессиях около 10–20 атм, на пластах с относительно небольшой толщиной, которые не рекомендованы для применения технологии с применением закачки пара при традиционной схеме разработки с рядами нагнетательных и добывающих скважин. Проницаемость пластов составляет несколько дарси, как правило, это плохо сцементированные коллекторы с высокой пористостью. Глубина залегания целевых

пластов небольшая, что позволяет достаточно эффективно доводить пар до объекта разработки.

Основные технологические показатели разработки высоковязких нефтей методом SAGD сводятся к времени циркуляции пара в нагнетательной скважине t_c до образования тепло-гидродинамической связи скважин в паре; взаиморасположению пар взаимодействующих скважин c , а также нагнетательной и добывающей скважин в паре L ; длине горизонтального участка скважины d ; удельным значениям (на 100 м длины горизонтального участка) расхода нагнетаемого пара Q_s и дебита добывающих скважин Q_p (см. **рис. 1**), обводнённости добываемой продукции W и паронефтяному отношению R_s , представленными в **табл. 3** по материалам [19–37].

Анализ данных **табл. 3** показывает, что текущие моменты разработки залежи эксплуатируются с приемлемыми значениями паро-нефтяного соотношения, не превышающими 2 т/т, с обводненностями продукции

Таблица 2. Принципиальные геологические и фильтрационно-емкостные свойства пластов при SAGD [19–37]
Table 2. Principal physical properties of the reservoirs during SAGD [19–37]

Месторождение, год запуска SAGD	h , м	p_r , МПа	m , д.е.	k , мД	H , м	p_w , МПа
Cold Lake (Канада), 1980	25 (от 10 до 40)	4,4	0,33	3500 (от 2000 до 5000)	440	4,2
Dover (США), 1993	50	5,0	нет данных	4000 (от 3000 до 5000)	500	нет данных
Pike's Peak (Канада), 1995	20	3,35	0,34	5000	500	нет данных
Celtic (Канада), участок 1, 1996	20	2,9	0,33	7000	480	2,7
Celtic (Канада), участок 2, 1996	20	2,9	0,35	7500	480	2,6
Celtic (Канада), участок 3, 1996	13 (от 10 до 16)	3,3	0,32	4000 (от 3000 до 5000)	463	2,5
Senlac (Канада), 1996	12,8	5,2	0,40	4000	750	4,9
Christina Lake (Канада), 2001	нет данных	нет данных	нет данных	3000	нет данных	2,5
Liaohe (КНР), 2003	30	7,2	0,28	2500	300	5,6
Firebag (Канада), участок 1, 2004	40	0,8	0,32	3000	285	нет данных
Firebag (Канада), участок 2, 2004	40,5	1,5	0,31	5000	318	1,0
Firebag (Канада), участок 3, 2004	24	2,4	нет данных	1600	240	1,9
Firebag (Канада), участок 4, 2004	25	1,2	нет данных	нет данных	98	1,1
Fengcheng (КНР), 2012	20	2,0	0,31	1173	нет данных	нет данных
Xingjiang (КНР), участок 1, 2012	15,8	2,0	0,329	2569	190	1,8
Xingjiang (КНР), участок 2, 2012	22 (от 8 до 35)	3,2 (от 1,5 до 4,9)	0,30 (от 0,26 до 0,33)	1950 (от 1700 до 2200)	330 (от 190 до 470)	0,5
Xingjiang (КНР), участок 3, 2012	25	2,0	0,30	1500	200	1,5
XLT (КНР), 2012	15	7,7	0,27	1920	765	нет данных
Maranon Basin (Перу), 2014	нет данных	16,6	0,19	5600	1350	нет данных
Среднее по зарубежной практике	25	4,1	0,32	3601	452	2,5
Ново-Чегодайское (РФ), 2019	13,1	0,5	0,32	1668	200	0,4

Таблица 3. Технологические показатели работы скважин при SAGD [19–37]
Table 3. Technological well parameters during SAGD [19–37]

Месторождение, год запуска SAGD	d , м	Q_s , т/сут./100 м	t_c , сут.	L , м	c , м	Q_p , м³/сут./100 м	W , %	R_s , т/т
Cold Lake (Канада), 1980	800	24,0	90	7	65	75	80	1,70
Dover (США), 1993	400	4,8	90	5	нет данных	93	нет данных	0,20
Pike's Peak (Канада), 1995	400	43,2	нет данных	7	нет данных	37	нет данных	4,41
Celtic (Канада), участок 1, 1996	400	4,8	нет данных	5	100	63	60	0,23
Celtic (Канада), участок 2, 1996	400	62,4	30	5	100	63	60	2,55
Celtic (Канада), участок 3, 1996	428	0,5	нет данных	5 (от 4 до 6)	100	140	75	0,01
Senlac (Канада), 1996	500	14,4	15	5	82	380	75	0,15
Christina Lake (Канада), 2001	650	2,4	нет данных	5	200	30	нет данных	0,32
Liaohe (КНР), 2003	300	88,8	нет данных	5	125	74	нет данных	4,73
Firebag (Канада), участок 1, 2004	80	9,6	нет данных	4	100	нет данных	нет данных	нет данных
Firebag (Канада), участок 2, 2004	1000	2,4	нет данных	6	53 (от 26 до 79)	74	нет данных	0,21
Firebag (Канада), участок 3, 2004	1000	38,4	нет данных	5	нет данных	55	78	2,19
Firebag (Канада), участок 4, 2004	1000	нет данных	нет данных	5	нет данных	113	70	нет данных
Fengcheng (КНР), 2012	490	33,6	нет данных	5	35	55	78	1,05
Xingjiang (КНР), участок 1, 2012	нет данных	9,6	нет данных	3	60	26	нет данных	1,46
Xingjiang (КНР), участок 2, 2012	400	26,4	6	нет данных	нет данных	11	нет данных	9,37
Xingjiang (КНР), участок 3, 2012	450	0,2	120	5	100	15	нет данных	0,06
XLT (КНР), 2012	800	нет данных	90	5	нет данных	125	80	нет данных
Maranon Basin (Перу), 2014	нет данных	2,4	90	нет данных	нет данных	16	69	0,49
Среднее по зарубежной практике	559	21,6	66	5	93	80	73	1,82
Ново-Чегодайское (РФ)	500	0,5	70	5	100	79	72	0,02

около 70%. Время циркуляции пара в нагнетательной скважине для создания тепло-гидродинамической связи составляет около 2 месяцев. Расстояние между скважинами в паре составляет около 5 м, а длины горизонтальных стволов редко превышают 500 м, что, видимо, определяется возможностями бурения. Со временем отмечается тенденция уплотнения сетки скважин, что делает актуальной задачу об интерференции тепловых полей и паровых камер пар скважин.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Анализ литературных данных показал, что основные этапы процесса, выделенные по результатам экспериментальных и теоретических исследований, наблюдаются в пилотных проектах. На первом этапе реализуется кондуктивный прогрев участка между скважинами в паре. Для сокращения

времени Ньюмена (времени до начала добычи продукции вследствие теплового воздействия), расстояние между скважинами в паре составляет около 5 м. Опыт, нарабатанный в пилотных проектах ПАО «Татнефть», показал, что возможно сокращение первого периода создания тепло-гидродинамической связи скважин в паре за счет одновременной циркуляции пара в обеих скважинах [4, 6]. Если при циркуляции пара только в нагнетательной скважине процесс контролируется регистрацией распределения температуры в добывающей, то в предлагаемом варианте необходимы надежные инструменты прогноза создания тепло-гидродинамической связи. Так, в пилотном проекте ПАО «Татнефть» отмечен случай, когда за счет длительной циркуляции пара в обеих скважинах пары произошло значительное снижение вязкости нефти в области элемента разработки, и образовавшаяся паровая камера имела более сложную, чем треугольная, форму.

На практике также наблюдаются противоположные случаи создания паровых камер, охватывающих только нагнетательную скважину, что подтверждает наличие критического расхода пара для создания паровой камеры, охватывающей обе скважины в паре.

Механизм роста паровой камеры на практике наблюдается лишь косвенно: в течение этого этапа дебит добывающей скважины в паре постепенно нарастает, выходит на максимальные значения при переходе к третьему этапу роста камеры в латеральном направлении и затем снижается [19]. Как показывают расчеты, интерференция тепловых полей соседних пар скважин наблюдается только при плотной сетке скважин ($c \sim 30$ м). Так как такие пилотные проекты редки, то анализ и сопоставление теоретических прогнозов и промысловых данных пока не позволяет получить надежных выводов, хотя в последнее время имеется тенденция к уплотнению сетки скважин (**табл. 3**).

Анализ приведённых данных показывает, что вязкость нефти в паровой камере и проницаемость пласта обеспечивают высокую подвижность продукции (**табл. 1**). Можно оценить соотношение скорости фильтрации продукции в паровой камере и ее геометрического расширения. При депрессии $\Delta p = 20$ атм нефть с вязкостью 50 сП при температуре насыщения пара стекает по вертикали $h \sim 25$ м в пласте с проницаемостью 3,6 Дс со скоростью:

$$v \sim \frac{k}{\mu_{os}} \frac{\Delta p}{h} \sim 5 \cdot 10^{-6} \text{ м/с.}$$

Удельную скорость распространения границы паровой камеры в пласте с температуропроводностью $a \sim 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ можно оценить как:

$$v_i \sim \frac{a}{h} \sim 4 \cdot 10^{-8} \text{ м/с.}$$

Сопоставление скоростей показывает, что более медленными являются тепловые процессы по сравнению с гидродинамическими, что позволяет использовать для описания квазистационарное приближение, в котором движение флюидов по паровой камере будет «подстраиваться» под развитие самой камеры.

Соотношение удельного расхода пара к дебиту продукции меняется в достаточно широком диапазоне, это связано с тем, что данный параметр позволяет управлять процессом: ликвидировать прорывы пара в добывающую скважину, интенсифицировать приток продукции и т.п. Соотношение удельных значений расхода

и дебита в анализируемых проектах менялось от 0,003 до 2,530 т/т около среднего значения 0,480 т/т. Паронефтяное отношение, определяющее теплофизическую эффективность процесса, по всем проектам меньше предельных значений 7 т/т (**табл. 3**) для рентабельности процессов [38].

На **рис. 4** проиллюстрирована тенденция к уменьшению расхода нагнетаемого на втором и третьем этапе SAGD пара при увеличении времени циркуляции пара на первом этапе. Эту тенденцию можно обосновать тем, что при более длительной циркуляции пара межскважинная зона прогревается в большей степени и для расширения паровой камеры требуется меньшее количества тепла, а при малых временах циркуляции пара интенсификация процесса SAGD осуществляется с повышением расхода пара. Эта тенденция может быть аппроксимирована степенной трендовой зависимостью:

$$\frac{Q_s}{Q_i} = t_c^{-n},$$

где $Q_i = 313,06$ т/сут./100 м, $n = 1,254$ — показатель степени. Коэффициент корреляции такой зависимости 0,93 при исключении трёх выпадающих значений из **табл. 3**, которых нет в данном тренде.

Для сравнения с зарубежным опытом проанализировано применение технологии SAGD на Ново-Чегодайском месторождении ПАО «Татнефть». Вязкость нефти в пластовых условиях в среднем по месторождению составляет 12907 сП, при температуре нагнетаемого пара 195 °С вязкость нефти снижается до 34 сП (почти в 1000 раз) и в целом соответствует средним значениям, собранным в **табл. 1**. Абсолютная проницаемость Ново-Чегодайского месторождения в среднем равняется 1668 мД, что вкуче с вязкостью нефти в паровой камере обеспечивает ее высокую подвижность.

Среднее начальное пластовое давление анализируемых участков Ново-Чегодайского месторождения составляет 0,5 МПа, что ниже границы минимальных значений для зарубежных месторождений, дренируемых с помощью технологии SAGD (**табл. 2**), и обусловлено небольшой глубиной залегания продуктивных интервалов. Это не позволяет эксплуатировать месторождение при высоких репрессиях и депрессиях на пласт. Основные показатели по Ново-Чегодайскому месторождению соответствуют аналогичным параметрам по одному из участков канадского месторождения Celtic, что делает актуальным более подробный анализ опыта и особенностей, наработанных по этому месторождению.

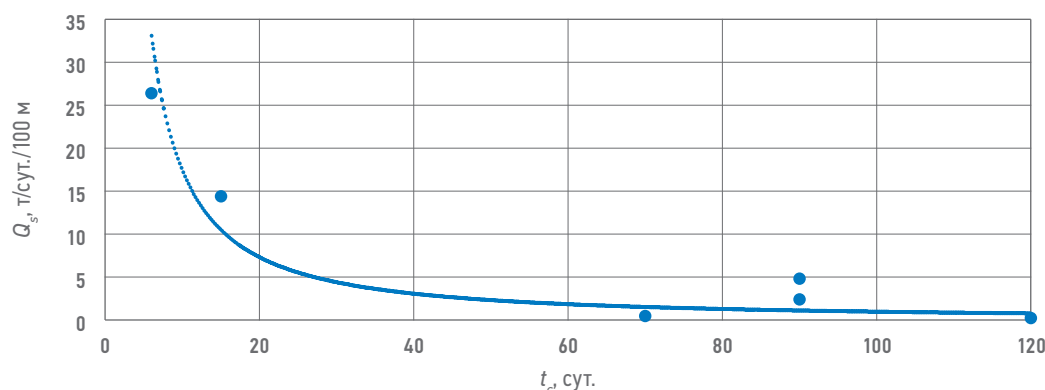


Рис. 4. Зависимость удельного расхода пара Q_s от времени циркуляции пара t_c . Составлено авторами.
Fig. 4. Dependence of the specific steam injection rate Q_s from the steam circulation time t_c . Figure prepared by the authors

ВЫВОДЫ

Анализ литературных данных по применению технологии SAGD для добычи высоковязких нефтей показал:

- разогрев нефти до температуры 50°C в паровой камере при высокой проницаемости разрабатываемых залежей обеспечивает высокую подвижность разогретой нефти, что приводит к приемлемым характеристикам добычи, таким как паронефтяное соотношение менее 2 т/т и обводненностям продукции менее 80%;
- со временем начала применения технологии наблюдается тренд повышения плотности сетки скважин и сближения пар нагнетательной и добывающей скважин до 30–60 м;

- основные этапы и особенности процесса, прогнозируемые в экспериментальных и теоретических моделях, наблюдаются и в промысловых проектах, и на практике;
- установлен тренд между расходом закачиваемого пара на основных этапах процесса со временем, затраченным при циркуляции пара в нагнетательной скважине для установления тепло-гидродинамической связи в парах скважин;
- оценка скорости гидродинамических процессов и тепловых потоков в паровой камере показывает возможность моделирования процесса SAGD в квазистационарном приближении, когда перераспределение фаз в паровой камере можно считать мгновенным по сравнению с ростом паровой камеры.

Список литературы

1. Хасанов М.М., Шагиахметов А.М., Осадчий Д.Е., Смирнов В.А. Обоснование систем разработки и их технологических параметров в условиях освоения трудноизвлекаемых запасов // Нефтяное хозяйство. — 2021. — № 12. — С. 39–43. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-12-39-43>
2. Торба Д.И., Бочкарев А.В., Овчаренко Ю.В., Глазырина А.Е., Березовский Ю.С., Метелкин Д.В. Применение подхода кросс-сегментного комплексного моделирования с целью повышения эффективности разработки ачимовских отложений // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2021. — Том 6. — № 3. — С. 103–113. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-103-113>
3. Butler R.M. Thermal recovery of oil and bitumen. Englewood Cliffs: Prentice Hall, 1991. — 529 p.
4. Ibatullin R.R., Ibragimov N.G., Khisamov R.S., Zaripov A.T. Problems and solutions for shallow heavy oil production // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE 161998 presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, October 16–18, 2012. — 2012. — P. 1–4. <https://doi.org/10.2118/161998-MS>
5. Chertenkov M.V., Loparev D.S., Buslaev G.V., Yusifov A.A., Klyavlin A.V. Improvement of drilling technology for the Yarega heavy oil field development by SAGD method with counter producing and injecting wells // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-171275-MS presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, October 14–16, 2014. — 2014. — P. 1–16. <https://doi.org/10.2118/171275-MS>
6. Khisamov R., Zaripov A., Shaikhutdinov D. Best configuration of horizontal and vertical wells for heavy oil thermal recovery from thin net pay // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-176702-MS presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, October 26–28, 2015. — 2015. — P. 1–9. <https://doi.org/10.2118/176702-MS>
7. Нравцов Я.И., Марфин Е.А., Абдрашитов А.А. Повышение эффективности метода парогравитационного дренажа за счёт волнового воздействия на пласт // Разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2016. — № 5. — С. 35–38.
8. Carpenter C. Two-wellhead SAGD scheme increases efficiency of heavy-oil development // Journal of Petroleum Technology. — 2019. — Vol. 71. — № 4. — P. 69–70. <https://doi.org/10.2118/0419-0069-JPT>
9. Хисамов Р.С., Морозов П.Е., Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н., Абдуллин А.И. Моделирование процесса парогравитационного дренирования с учетом предельного градиента давления // Нефтяное хозяйство. — 2018. — № 8. — С. 48–51. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-8-48-51>
10. Chung K.H., Butler R.M. Geometrical effect of steam injection on the formation of emulsions in the steam-assisted gravity drainage process // The Journal of Canadian Petroleum Technology. — 1988. — Vol. 27. — № 1. — P. 36–42. <https://doi.org/10.2118/88-01-02>
11. Sheng K., Okuno R., Imran M., Yamada T. An experimental study of steam-assisted gravity drainage // SPE Journal. —

2021. — Vol. 26. — № 3. — P. 1515–1534. <https://doi.org/10.2118/200867-PA>
12. Butler R.M., McNab G.S., Lo H.Y. Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in situ steam heating // Canadian Journal of Chemical Engineering. — 1981. — Vol. 59. — P. 455–460.
 13. Шандрыгин А.Н., Нухаев М.Т., Тертышный В.В. Разработка залежей тяжёлой нефти и природного битума методом парогравитационного дренажа (SAGD) // Нефтяное хозяйство. — 2006. — № 7. — С. 92–96.
 14. Gilmanov A.Ya., Fedorov K.M., Shevelev A.P. Optimization of steam assisted gravity drainage in verified integral simulator // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. — 2023. — Vol. 96. — № 1. — P. 188–196. <https://doi.org/10.1007/s10891-023-02675-3>
 15. Гильманов А.Я., Федоров К.М., Шеевлев А.П. Математическое моделирование процесса парогравитационного дренажа при добыче высоковязкой нефти // Инженерно-физический журнал. — 2021. — Том 94. — № 3. — С. 611–620. <https://doi.org/10.1007/s10891-021-02333-6>
 16. Nascimento C.M. Design, optimization and operation of SAGD wells using dynamic flow simulations // Society of Petroleum Engineers Conference Proceedings SPE-180459-MS presented at the SPE Western Regional Meeting, May 23–26, 2016. — 2016. — P. 1–25. <https://doi.org/10.2118/180459-MS>
 17. Митрушкин Д.А., Хабирова Л.К. Математическое моделирование в проблеме добычи высоковязких нефтей // Вестник ЦКР Роснедра. — 2010. — № 1. — С. 52–59.
 18. Ji D., Yang S., Zhong H., Dong M., Chen Z., Zhong L. Re-examination of fingering in SAGD and ES-SAGD // Society of Petroleum Engineers Conference Proceedings SPE-180708-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 7–9, 2016. — 2016. — P. 1–12. <https://doi.org/10.2118/180708-MS>
 19. Delamaide E. Senlac, the forgotten SAGD project // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. — 2018. — Vol. 21. — № 3. — P. 789–805. <https://doi.org/10.2118/183721-PA>
 20. Liu H., Wang Y., Cheng L., Huang S., Chen X. Performance evaluation of long-horizontal-well solvent-assisted SAGD in rising stage // Society of Petroleum Engineers Conference Proceedings SPE-200528-MS presented at the SPE Europe, June 8–11, 2020. — 2020. — P. 1–10. <https://doi.org/10.2118/200528-MS>
 21. Gao C., Leung J.Y. Techniques for fast screening of 3D heterogeneous shale barrier configurations and their impacts on SAGD chamber development // SPE Journal. — 2021. — Vol. 26. — № 4. — P. 2114–2138. <https://doi.org/10.2118/199906-PA>
 22. Tao L., Li G., Li L., Shan J. Research and application of horizontal well infill SAGD development technology for super heavy oil reservoirs // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-200389-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, August 31–September 4, 2020. — 2020. — P. 1–8. <https://doi.org/10.2118/200389-MS>
 23. Yang Y., Huang S., Liu Y., Song Q., Wei S., Xiong H. A multistage theoretical model to characterize the liquid level during steam-assisted-gravity-drainage process // SPE Journal. — 2017. — Vol. 22. — № 1. — P. 327–338. <https://doi.org/10.2118/183630-PA>
 24. Saltuklaroglu M., Wright G.N., Conrad P.R., McIntyre J.R., Manchester G.J. Mobil's SAGD experience at Celtic, Saskatchewan // Journal of Canadian Petroleum Technology. — 2000. — Vol. 39. — № 4. — P. 45–51. <https://doi.org/10.2118/00-04-03>
 25. Hamdi Z., Foo F.K. Cold CO₂ and steam injection for heavy oil recovery // International Petroleum Technology Conference paper IPTC-20177-MS presented at the International Petroleum Technology Conference, January 13–15, 2020. — 2020. — P. 1–18. <https://doi.org/10.2523/IPTC-20177-MS>
 26. Kim M., Shin H. Development and field application of proxy models for predicting the shale barrier size using SAGD production data // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-186925-MS presented at the SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, October 17–19, 2017. — 2017. — P. 1–17. <https://doi.org/10.2118/186925-MS>
 27. Duncan G.J., Stahl R.M., Moseley P.E. Nodal analysis for SAGD production wells with ESPs // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-170054-MS presented at the SPE Heavy Oil Conference—Canada, June 10–12, 2014. — 2014. — P. 1–11. <https://doi.org/10.2118/170054-MS>
 28. Duncan G.J., Young S.A., Moseley P.E. Nodal analysis for SAGD production wells with gas lift // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-174521-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 9–11, 2015. — 2015. — P. 1–17. <https://doi.org/10.2118/174521-MS>
 29. Yongrong G., Erpeng G., Jian L., Youwei J., Hongyuan W., Yao W. Case study on a new approach for exploiting heavy oil reservoirs with shale barriers // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-179770-MS presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, March 21–23, 2016. — 2016. — P. 1–10. <https://doi.org/10.2118/179770-MS>
 30. Doan Q., Farouq Ali S.M., Doan M. Potential pitfalls from successful history-match simulation of a long-running Clearwater-FM SAGD well pair // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE 147318 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 30–November 2, 2011. — 2011. — P. 1–9. <https://doi.org/10.2118/147318-MS>
 31. Chun N.A.A.P. Assessment of thermal recovery: Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) to improve recovery efficiency in the heavy-oil fields of the Peruvian jungle // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-171108-MS presented at the SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America, September 24–26, 2014. — 2014. — P. 1–14. <https://doi.org/10.2118/171108-MS>
 32. Sun X., Xu B., Qian G., Li B. The application of geomechanical SAGD dilation startup in a Xinjiang oil field heavy-oil reservoir // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2021. — Vol. 196. — № 4. — P. 1–11. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107670>
 33. Си Ч., Ян Ч., Ду С., Чжоу Ю., Шу Л., Сань Л., Ли С., Ма Д. Исследование трёх моделей разработки неоднородных залежей сверхвязкой нефти при помощи технологии SAGD и мер по их совершенствованию // Society of Petroleum Engineers, Статья с конференции SPE-196762-RU, представленная на Российской нефтегазовой технической конференции SPE, 22–24 октября 2019. — 2019. — С. 1–14. <https://doi.org/10.2118/196762-RU>
 34. Wu Y., Li X., Liu X., Li J., Zhao R., Yang L., He W., Gao L. Steam circulation strategies in the Fengcheng SAGD project to achieve enhanced conformance and production: a case study // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-174436-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 9–11, 2015. — 2015. — P. 1–19. <https://doi.org/10.2118/174436-MS>
 35. Jorshari K., O'Hara B. A new SAGD well pair placement; a field case review // Journal of Canadian Petroleum Technology. — 2013. — Vol. 52. — № 1. — P. 12–19. <https://doi.org/10.2118/149239-PA>
 36. Guo E., Jiang Y., Gao Y., Wang H., Wei Y. Study on thermal-gas EOR method in in-depth extra-heavy oil reservoir in China // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-179799-MS presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, March 21–23, 2016. — 2016. — P. 1–8. <https://doi.org/10.2118/179799-MS>
 37. Chen S., Seib B., Ben-Zvi A., Robinson T. Christina Lake early rise rate solvent aided process pilot // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-189756-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, March 13–14, 2018. — 2018. — P. 1–11. <https://doi.org/10.2118/189756-MS>
 38. Farouq Ali S.M. Life after SAGD — 20 years later // Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-180394-MS presented at the SPE Western Regional Meeting, May 23–26, 2016. — 2016. — P. 1–7. <https://doi.org/10.2118/180394-MS>

References

1. Khasanov M.M., Shagiakhmetov A.M., Osadchy D.E., Smirnov V.A. [Substantiation of development systems and their technological parameters in the conditions of production of hard-to-recover reserves of oil-gas-condensate field] *Obosnovanie sistem razrabotki i ih tekhnologicheskikh parametrov v usloviyakh osvoeniya trudnoizvlekaemykh zasposov. Neftyanoye Khozyaystvo=Oil Industry*, 2021, no. 12, pp. 39–43. <https://doi.org/10.17223/19988621/84/4> (In Russ.).
2. Torba D.I., Bochkarev A.V., Ovcharenko Yu.V., Glazyrina A.E., Berezovskiy Yu.S., Metelkin D.V. [Integrated modelling approach to oil recovery increase of Achimov formation] *Primenenie podhoda kross-segmentnogo kompleksnogo modelirovaniya s cel'yu povysheniya effektivnosti razrabotki achimovskikh otlozheniy. PROneft. Professionally about Oil*, 2021, vol. 6, no. 3, pp. 103–113. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-103-113> (In Russ.).
3. Butler R.M. *Thermal recovery of oil and bitumen*. Englewood Cliffs: Prentice Hall, 1991, 529 p.
4. Ibatullin R.R., Ibragimov N.G., Khasanov R.S., Zariyov A.T. Problems and solutions for shallow heavy oil production. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE 161998 presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, October 16–18, 2012, 2012*, pp. 1–4. <https://doi.org/10.2118/161998-MS>
5. Chertentkov M.V., Loparev D.S., Buslaev G.V., Yusifov A.A., Klyavlin A.V. Improvement of drilling technology for the Yarega heavy oil field development by SAGD method with counter producing and injecting wells. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-171275-MS presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, October 14–16, 2014, 2014*, pp. 1–16. <https://doi.org/10.2118/171275-MS>
6. Khasanov R., Zariyov A., Shaikhutdinov D. Best configuration of horizontal and vertical wells for heavy oil thermal recovery from thin net pay. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-176702-MS presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, October 26–28, 2015, 2015*, pp. 1–9. <https://doi.org/10.2118/176702-MS>
7. Kravtsov Ya.I., Marfin E.A., Abdrashitov A.A. [Increasing the efficiency of the steam-assisted gravity drainage method due to the wave effect on the reservoir] *Povyshenie effektivnosti metoda parogravitatsionnogo drenazha za schyot volnovogo vozdeystviya na plast. Razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2016, no. 5, pp. 35–38.
8. Carpenter C. Two-wellhead SAGD scheme increases efficiency of heavy-oil development. *Journal of Petroleum Technology*, 2019, vol. 71, no. 4, pp. 69–70. <https://doi.org/10.2118/0419-0069-JPT>
9. Khasanov R.S., Morozov P.E., Khairullin M.Kh., Shamsiev M.N., Abdullin A.I. [Simulation of the SAGD process taking into account the threshold pressure gradient] *Modelirovanie protsessa parogravitatsionnogo drenirovaniya s uchedom predelnogo gradienta davleniya. Neftyanoye Khozyaystvo=Oil Industry*, 2018, no. 8, pp. 48–51. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-8-48-51> (In Russ.).
10. Chung K.H., Butler R.M. Geometrical effect of steam injection on the formation of emulsions in the steam-assisted gravity drainage process. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1988, vol. 27, no. 1, pp. 36–42. <https://doi.org/10.2118/88-01-02>
11. Sheng K., Okuno R., Imran M., Yamada T. An experimental study of steam-assisted gravity drainage. *SPE Journal*, 2021, vol. 26, no. 3, pp. 1515–1534. <https://doi.org/10.2118/200867-PA>
12. Butler R.M., McNab G.S., Lo H.Y. Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in situ steam heating. *Canadian Journal of Chemical Engineering*, 1981, vol. 59, pp. 455–460.
13. Shandrygin A.N., Nukhaev M.T., Tertychniy V.V. [Development of heavy oil and natural bitumen fields by steam-assisted gravity drainage (SAGD)] *Razrabotka zalezhey tyazhyoloy nefi i prirodnogo bituma metodom parogravitatsionnogo drenazha (SAGD). Neftyanoye Khozyaystvo=Oil Industry*, 2006, no. 7, pp. 92–96 (In Russ.).
14. Gilmanov A.Ya., Fedorov K.M., Shevelev A.P. Optimization of steam assisted gravity drainage in verified integral simulator. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2023, vol. 96, no. 1, pp. 188–196. <https://doi.org/10.1007/s10891-023-02675-3>
15. Gilmanov A.Ya., Fedorov K.M., Shevelev A.P. Mathematical modeling of the process of steam-assisted gravity drainage during the extraction of high-viscosity oil. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2021, vol. 94, no. 3, pp. 592–601. <https://doi.org/10.1007/s10891-021-02333-6>
16. Nascimento C.M. Design, optimization and operation of SAGD wells using dynamic flow simulations. *Society of Petroleum Engineers Conference Proceedings SPE-180459-MS presented at the SPE Western Regional Meeting, May 23–26, 2016, 2016*, pp. 1–25. <https://doi.org/10.2118/180459-MS>
17. Mitrushkin D.A., Habirova L.K. [Mathematical modeling in the problem of high viscosity oil production] *Matematicheskoe modelirovanie v probleme dobychi vysokovyzkikh neftey. Vestnik CKR Rosnedra*, 2010, no. 1, pp. 52–59 (In Russ.).
18. Ji D., Yang S., Zhong H., Dong M., Chen Z., Zhong L. Re-examination of fingering in SAGD and ES-SAGD. *Society of Petroleum Engineers Conference Proceedings SPE-180708-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 7–9, 2016, 2016*, pp. 1–12. <https://doi.org/10.2118/180708-MS>
19. Delamaide E., Senlac, the forgotten SAGD project. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 2018, vol. 21, no. 3, pp. 789–805. <https://doi.org/10.2118/183721-PA>
20. Liu H., Wang Y., Cheng L., Huang S., Chen X. Performance evaluation of long-horizontal-well solvent-assisted SAGD in rising stage. *Society of Petroleum Engineers Conference Proceedings SPE-200528-MS presented at the SPE Europec, June 8–11, 2020, 2020*, pp. 1–10. <https://doi.org/10.2118/200528-MS>
21. Gao C., Leung J.Y. Techniques for fast screening of 3D heterogeneous shale barrier configurations and their impacts on SAGD chamber development. *SPE Journal*, 2021, vol. 26, no. 4, pp. 2114–2138. <https://doi.org/10.2118/199906-PA>
22. Tao L., Li G., Li L., Shan J. Research and application of horizontal well infill SAGD development technology for super heavy oil reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-200389-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, August 31–September 4, 2020, 2020*, pp. 1–8. <https://doi.org/10.2118/200389-MS>
23. Yang Y., Huang S., Liu Y., Song Q., Wei S., Xiong H. A multistage theoretical model to characterize the liquid level during steam-assisted-gravity-drainage process. *SPE Journal*, 2017, vol. 22, no. 1, pp. 327–338. <https://doi.org/10.2118/183630-PA>
24. Saltuklaroglu M., Wright G.N., Conrad P.R., McIntyre J.R., Manchester G.J. Mobil's SAGD experience at Celtic, Saskatchewan. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2000, vol. 39, no. 4, pp. 45–51. <https://doi.org/10.2118/00-04-03>
25. Hamdi Z., Foo F.K. Cold CO₂ and steam injection for heavy oil recovery. *International Petroleum Technology Conference paper IPTC-20177-MS presented at the International Petroleum Technology Conference, January 13–15, 2020, 2020*, pp. 1–18. <https://doi.org/10.2523/IPTC-20177-MS>
26. Kim M., Shin H. Development and field application of proxy models for predicting the shale barrier size using SAGD production data. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-186925-MS presented at the SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, October 17–19, 2017, 2017*, pp. 1–17. <https://doi.org/10.2118/186925-MS>
27. Duncan G.J., Stahl R.M., Moseley P.E. Nodal analysis for SAGD production wells with ESPs. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-170054-MS presented at the SPE Heavy Oil Conference–Canada, June 10–12, 2014, 2014*, pp. 1–11. <https://doi.org/10.2118/170054-MS>
28. Duncan G.J., Young S.A., Moseley P.E. Nodal analysis for SAGD production wells with gas lift. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-174521-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 9–11, 2015, 2015*, pp. 1–17. <https://doi.org/10.2118/174521-MS>

29. Yongrong G., Erpeng G., Jian L., Youwei J., Hongyuan W., Yao W. Case study on a new approach for exploiting heavy oil reservoirs with shale barriers. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-179770-MS presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, March 21–23, 2016, 2016*, pp. 1–10. <https://doi.org/10.2118/179770-MS>
30. Doan Q., Farouq Ali S.M., Doan M. Potential pitfalls from successful history-match simulation of a long-running Clearwater-FM SAGD well pair. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE 147318 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 30–November 2, 2011, 2011*, pp. 1–9. <https://doi.org/10.2118/147318-MS>
31. Chun N.A.A.P. Assessment of thermal recovery: Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) to improve recovery efficiency in the heavy-oil fields of the Peruvian jungle. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-171108-MS presented at the SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America, September 24–26, 2014, 2014*, pp. 1–14. <https://doi.org/10.2118/171108-MS>
32. Sun X., Xu B., Qian G., Li B. The application of geomechanical SAGD dilation startup in a Xinjiang oil field heavy-oil reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 196, no. 4, pp. 1–11. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107670>
33. Xi C., Yang Z., Du X., Zhou Y., Shi L., Sang L., Li X., Ma D. Three typical SAGD horizontal producer temperature modes and enhanced measures in heterogeneous super heavy oil reservoir — a case study in FC project of Xinjiang oilfield. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-196762-MS presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, October 22–24, 2019, 2019*, pp. 1–14. <https://doi.org/10.2118/196762-MS>
34. Wu Y., Li X., Liu X., Li J., Zhao R., Yang L., He W., Gao L. Steam circulation strategies in the Fengcheng SAGD project to achieve enhanced performance and production: a case study. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-174436-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 9–11, 2015, 2015*, pp. 1–19. <https://doi.org/10.2118/174436-MS>
35. Jorshari K., O'Hara B. A new SAGD well pair placement; a field case review. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2013, vol. 52, no. 1, pp. 12–19. <https://doi.org/10.2118/149239-PA>
36. Guo E., Jiang Y., Gao Y., Wang H., Wei Y. Study on thermal-gas EOR method in in-depth extra-heavy oil reservoir in China. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-179799-MS presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, March 21–23, 2016, 2016*, pp. 1–8. <https://doi.org/10.2118/179799-MS>
37. Chen S., Seib B., Ben-Zvi A., Robinson T. Christina Lake early rise rate solvent aided process pilot. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-189756-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, March 13–14, 2018, 2018*, pp. 1–11. <https://doi.org/10.2118/189756-MS>
38. Farouq Ali S.M. Life after SAGD — 20 years later. *Society of Petroleum Engineers Conference paper SPE-180394-MS presented at the SPE Western Regional Meeting, May 23–26, 2016, 2016*, pp. 1–7. <https://doi.org/10.2118/180394-MS>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

К.М. Федоров — формулировка проблемы, разработка концепции статьи.

А.Я. Гильманов — анализ зарубежного промышленного опыта применения парогравитационного дренажа.

А.П. Шевелёв — анализ отечественного промышленного опыта применения технологии.

О.Н. Пичугин — описание теоретических подходов к описанию процесса.

М.И. Амерханов — анализ экспериментальных исследований процесса.

Konstantin M. Fedorov — the formulation of the problem, development of the paper concept.

Aleksandr Ya. Gilmanov — analysis of the foreign field experience of the steam-assisted gravity drainage application.

Aleksandr P. Shevelev — consideration of the Russian field experience of the technology.

Oleg N. Pichugin — consideration of the theoretical approaches to process investigation.

Marat I. Amerkhanov — analysis of the experimental investigations of the process.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Константин Михайлович Федоров* — доктор физико-математических наук, профессор, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем ФГАОУ «Тюменский государственный университет», главный научный сотрудник Передовой инженерной научной школы ГБОУ ВО «Алметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти» 625003, Россия, г. Тюмень, ул. Володарского, 6. e-mail: k.m.fedorov@utmn.ru,

Александр Янович Гильманов — кандидат физико-математических наук, доцент кафедры моделирования физических процессов и систем ФГАОУ «Тюменский государственный университет»

Konstantin M. Fedorov* — Dr. Sci. (Phys. and Math.), Professor, Professor of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems of the University of Tyumen, Chief Research Fellow of the Advanced Engineering Scientific School of the Almet'yevsk State Technological University "High Oil School" 6, Volodarskogo str., 625003, Tyumen, Russia. e-mail: k.m.fedorov@utmn.ru

Aleksandr Ya. Gilmanov — Cand. Sci. (Phys. and Math.), Associate Professor of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems of the University of Tyumen

Александр Павлович Шевелёв — кандидат физико-математических наук, доцент, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем ФГАОУ «Тюменский государственный университет», научный сотрудник Передовой инженерной научной школы ГБОУ ВО «Алматыевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Олег Николаевич Пичугин — кандидат физико-математических наук, заместитель директора по нефтяному инжинирингу Передовой инженерной научной школы ГБОУ ВО «Алматыевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Марат Инкилапович Амерханов — кандидат технических наук, начальник отдела разработки месторождений сверхвязкой нефти Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина

Aleksandr P. Shevelev — Cand. Sci. (Phys. and Math.), Associate Professor, Professor of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems of the University of Tyumen, Research Fellow of the Advanced Engineering Scientific School of the Almeteyevsk State Technological University "High Oil School"

Oleg N. Pichugin — Cand. Sci. (Phys. and Math.), Deputy Director for Petroleum Engineering of the Advanced Engineering Scientific School of the Almeteyevsk State Technological University "High Oil School"

Marat I. Amerkanov — Cand. Sci. (Engineering), Head of the Department for the Development of High-viscous Oil Fields of the Tatar Scientific Research and Design Institute of Oil of the Public Joint Stock Company "Tatneft" named after V.D. Shashin

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author