Добыча полезных ископаемых

DOI: 10.35634/UdSU.2026.74.98.019

УДК 622.276.6 (045)

А.М. Гуничев, Р.Р. Габдрахманов, М.Б. Полозов

РАЗРАБОТКА СВЕРХВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ МЕТОДОМ SAGD: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Аннотация. В последнее время большое внимание уделяется ускоренному вводу в разработку нетрадиционных источников углеводородного сырья. На территории России имеются большие запасы тяжелых нефтей и природных битумов, являющихся одним из важнейших перспективных источников углеводородного сырья и классифицируемых для налогооблажения (НДПИ) как сверхвязкие нефти. Эти запасы сосредоточены на сравнительно небольшой глубине, однако относятся к трудноизвлекаемым. В статье рассматривается применение метода паросилового воздействия (SAGD, Steam Assisted Gravity Drainage) для извлечения сверхвязких нефтей, описывается принцип метода SAGD, основанный на закачке пара в горизонтальные скважины для снижения вязкости нефти и её гравитационного дренирования. Подчеркивается эффективность SAGD для разработки залежей, недоступных традиционным методам.
Ключевые слова: drainage, gravity, steam, сверхвязкие нефти, горизонтальные скважины, битумонасыщенные нефти.

Для цитирования: Гуничев А.М., Габдрахманов Р.Р., Полозов М.Б. Разработка сверхвысоковязких нефтей методом SAGD: проблемы и перспективы // Управление техносферой: электрон. журнал, 2026. Т.9. Вып.2. С. 563–569. DOI: 10.35634/UdSU.2026.74.98.019

Введение

Сверхвязкие нефти, отличающиеся высокой вязкостью и плотностью, представляют собой значительный энергетический ресурс [1-3], однако их разработка сопровождается множеством технических и экономических вызовов. Среди существующих технологий применение метода паросилового воздействия (SAGD, Steam Assisted Gravity Drainage) зарекомендовало себя как одна из наиболее эффективных и перспективных стратегий для извлечения таких сложных углеводородов.

Метод SAGD основан на инжекции пара в горизонтально расположенные скважины для разогрева и снижения вязкости нефти. Для его реализации используются две параллельные горизонтальные скважины: одна — подача пара, другая — отвод нефти. Создание пара осуществляется с помощью котлов, которые нагревают воду до температуры около 200–250 °C. Пара проникает в пласты и, конденсируясь, выделяет тепло, что приводит к разогреву окружающей нефти и снижению её вязкости. Таким образом, метод SAGD позволяет добывать нефть с глубины до 600 метров и более, он эффективен для разработки залежей, которые невозможно экономически освоить традиционными технологиями.

Преимущества метода SAGD

1. Высокая эффективность извлечения. Метод увеличивает коэффициент извлечения нефти в два-три раза по сравнению с другими методами, такими как добыча с применением насосов.

2. Снижение воздействия на окружающую среду. В отличие от других методов, SAGD требует меньшего количества воды и менее разрушает экосистему, так как минимизирует наземные работы и факторы, способствующие загрязнению.

3. Экономическая целесообразность. С увеличением цен на нефть и новых технологий SAGD становится все более выгодным для разработчиков, несмотря на высокие первоначальные капитальные затраты [4, 5].

Проблемы и вызовы

Несмотря на свои преимущества, метод SAGD сталкивается с рядом проблем:

1. Энергетические затраты. Для производственного процесса требуется значительное количество энергии для генерации пара, что может привести к увеличению эксплуатационных затрат и снижению рентабельности.

2. Управление водами. Образование конденсата и необходимость утилизации или повторного использования воды представляют собой сложные технические задачи, требующие разработки эффективных технологий.

3. Экологические риски. Несмотря на меньшую степень воздействия, применение метода SAGD все же может привести к выбросам парниковых газов и другим экологическим последствиям, что делает обязательным проведение комплексных оценок воздействия на окружающую среду.

Опытно-промышленные работы по извлечению природных битумов в Татарстане

Опытно-промышленные работы по отработке методов извлечения природных битумов в Татарстане начаты в 1978 году. Они проводились на Ашальчинском месторождении.

Основные характеристики месторождений следующие: коллектор-песчаник слабосцементированный со средней проницаемостью 0,5 мкм, пористостью до 30,5%; глубина залегания продуктивного пласта порядка 100 м; толщина пл аста до 16 м; битумонасыщенность до 12 мас.% с понижением ее к подошве пласта; пластовая температура 7,5-8°С; давление 0,4 МПа; вязкость битума от 2,5 до 15 тыс.мПа-с; плотность 960-980 кг/м3; наличие в теле залежи водоносных пропластков и свободной воды в поровом пространстве, битумонасыщенные пласты подстилаются водоносными; практически отсутствует газ.

Критерии подбора скважин прогнозирование дебита

На первой стадии опытно-промышленных работ на Ашальчинском месторождении были пробурены три пары двухустьевых горизонтальных скважин, показавших высокую эффективность. Из первой пробуренной пары скважин № 1х-2х добывающая скважина № 2х имеет два устья с длиной горизонтального участка 200 м и выходом забоя на дневную поверхность. Скважина перфорирована и оборудована проволочным песчаным фильтром

вплоть до кровли пласта со стороны наклонного устья. Скважина эксплуатируется с дебитом более 20 т/сут при паронефтяном отношении – 2,1-3,0 т/т. Всего с начала эксплуатации скважины отобрано 58,0 тыс.т нефти при накопленном паронефтяном отношении 3,2 т/т. Вторая пара № 3х-4х эксплуатируется с дебитом 24,7 т/сут при текущем паронефтяном отношении – 2,1 т/т. Накопленная добыча составляет 88,1 тыс. т нефти при накопленном паронефтяном отношении 2,3 т/т. Третья пара № 5х-6х эксплуатируется с дебитом 17,1 т/сут при текущем паронефтяном отношении – 1,6 т/т. Накопленная добыча составляет 53,2 тыс. т нефти при накопленном паронефтяном отношении 3,0 т/т.

Суммарная добыча высоковязкой нефти пилотного участка превысила 199 тыс. т при накопленном паронефтяном отношении 2,7 т/т.

Эффект от разработки нефтяных месторождений методом парогравитационного дренирования представлен в таблице.

Таблица

Эффект от разработки нефтяных месторождений методом парогравитационного дренирования

год	Добыча, 10^3 тн						КИН, ед.	Закачка пара, 10^3 тн		Дебит, тн/сут		Прием. $м^3$/сут
	нефти		воды		жидкости			тек	нак	нефти	жид	
	тек	нак	тек	нак	тек	нак						
1	18,0	18,0	144,4	144,7	162,7	162,7	0,001	379,6	379,6	8,1	73,3	171,0
2	151,8	171,8	998,2	1142,9	1152,0	1314,6	0,009	838,0	1217,6	11,6	87,0	63,3
3	179,8	351,6	1596,3	2739,2	1776,1	3090,8	0,018	1382,1	2599,7	9,3	91,9	71,5
4	192,3	543,9	1472,8	4212,0	1665,1	4755,9	0,028	1162,7	3762,7	9,9	86,1	60,1
5	192,8	736,7	1470,3	5682,3	6463,1	6419,0	0,038	1132,5	4894,8	10,0	86,0	58,6

Заключение

Метод SAGD представляет собой важный инструмент в арсенале технологий для добычи сверхвязких нефтей. Несмотря на существующие вызовы его потенциал для значительной производительности и более низкого воздействия на окружающую среду делает его привлекательным выбором для многих нефтяных компаний. Исследования и инновации в этой области могут помочь справиться с текущими проблемами и обеспечить устойчивое развитие нефтяной отрасли в долгосрочной перспективе.

Современные исследования в области разработки сверхвязких нефтей методом SAGD нацелены на оптимизацию технологий и снижение негативного воздействия на экосистему. Разработка новых материалов для скважин, улучшенных методов инжекции пара и оптимизация схем управления процессами могут значительно повысить эффективность и безопасность применения метода.

Кроме того, использование возобновляемых источников энергии для производства пара, таких как солнечные или ветряные установки, может существенно снизить энергетические затраты и углеродный след процесса. Перспективы развития применения данной технологии

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Каюкова Г.П., Романов Г.В., Муслимов Р.Х. и др. Химия и геохимия пермских битумов Татарстана // М.: Наука, 1999.-С.9-11.
2. Основы генетической классификации битумов/ В.А. Успенский, О.А. Радченко, Е.А. Глебовская и др. Л.: Недра, 1964.-266 с.
3. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. М., Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. 536 с.

4. Пименов В.П., Клемин Д.В., Руденко Д.В. Аналитическая модель процесса парогравитационного дренажа // Изв. Высших учебных заведений. Геология и разведка. 2009, №1. С.49-52.
5. Хисамов Р.С., Морозов П.Е., Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н., Абдуллин А.И. Аналитическая модель разработки залежи сверхвязкой нефти методом парогравитационного дренажа // Нефтяное хозяйство, 2015. № 2. С. 62 – 64.

Поступила в редакцию: 22.03.2026

Сведения об авторах
Полозов Михаил Брониславович
к.б.н. зав. кафедры БНГС, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», 426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, Россия. E-mail: michael999@inbox.ru

Гуничев Алексей Михайлович
доцент кафедры БНГС, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», 426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, Россия.
E-mail: ggaamm@list.ru

Габдрахманов Ришат Рифкатович
доцент кафедры БНГС, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», 426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, Россия.
E-mail: grr3@mail.ru

A.V. Gunichev, R.R. Gabdrahmanov, M.B. Polozov

DEVELOPMENT OF ULTRA-HIGH VISCOSITY OILS BY THE SAGD METHOD: PROBLEMS AND PROSPECTS

Annotation. Recently, much attention has been paid to the accelerated commissioning of unconventional sources of hydrocarbon raw materials. Russia has large reserves of heavy oils and natural bitumen, which are one of the most important promising sources of hydrocarbons and are classified for taxation as extra-viscous oils. These reserves are concentrated at a relatively shallow depth, but they are difficult to recover. The article discusses the use of Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) for the extraction of ultra-viscous oils, describes the principle of the SAGD method based on steam injection into horizontal wells to reduce oil viscosity and gravity drainage. The effectiveness of SAGD for the development of deposits inaccessible to traditional methods is emphasized.
Keywords: drainage, gravity, steam, ultra-viscous oils, horizontal wells, bitumen-saturated oils.

For citation: Gunichev A.V., Gabdrahmanov R.R., Polozov M.B. [Modeling of acid processing of carbonate reservoirs based on filtration-kinetic research] *Upravlenie tekhnosferoi,* 2026, vol. 9, issue 2, pp. 563–569. DOI: 10.35634/UdSU.2026.74.98.019. (In Russ.).

REFERENCES

1. Kayukova G.P., Romanov G.V., Muslimov R.Kh. et al. Chemistry and geochemistry of Permian bitumens of Tatarstan // Moscow: Nauka, 1999.-Pp.9-11.
2. Fundamentals of genetic classification of bitumens / V.A. Uspensky, O.A. Radchenko, E.A. Glebovskaya et al. Leningrad: Nedra, 1964.-266 p.
3. Butler R.M. Horizontal wells for oil, gas, and bitumen production. Moscow - Izhevsk: Institute of Computer Research, National Research Center "Regular and Chaotic Dynamics", 2010. 536 p.
4. Pimenov V.P., Klemin D.V., Rudenko D.V. Analytical model of the steam-assisted gravity drainage process // Izv. Higher Education Institutions. Geology and Exploration. 2009, No. 1, pp. 49-52.
5. Khisamov R.S., Morozov P.E., Khairullin M.Kh., Shamsiev M.N., Abdullin A.I. Analytical Model for Developing a High-Viscous Oil Deposit by Steam-Assisted Gravity Drainage // Oil Industry, 2015, No. 2, pp. 62-64

Received: 22.03.2026

About the Authors

Mikhail Bronislavovich Polozov
Candidate of Biological Sciences, Head of the BNGS Department, M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, Udmurt State University, Universitetskaya str., 1, Izhevsk, 426034, Russia.
E-mail: michael999@inbox.ru

Alexey Mikhailovich Gunichev
Associate Professor of the BNGS Department, M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, Udmurt State University, Universitetskaya str., 1, Izhevsk, 426034, Russia.
E-mail: ggaamm@list.ru

Gabdrakhmanov Rishat Rifkatovich
Associate Professor of the BNGS Department, M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, Udmurt State University, Universitetskaya str., 1, Izhevsk, 426034, Russia.
E-mail: grr3@mail.ru