

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2021, №3, Том 13 / 2021, No 3, Vol 13 <https://esj.today/issue-3-2021.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/42SAVN321.pdf>

DOI: 10.15862/42SAVN321 (<https://doi.org/10.15862/42SAVN321>)

Ссылка для цитирования этой статьи:

Гомес Антониу Шикуну Суами, Машкареньяш Да Силва Грасиаш Алсидиу, Щерба В.А., Воробьев К.А.
Применения метода парогравитационного дренажа (ПГД) на месторождениях высоковязкой нефти // Вестник Евразийской науки, 2021 №3, <https://esj.today/PDF/42SAVN321.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ. DOI: 10.15862/42SAVN321

For citation:

Gomes Antoniu Shikuna Suami, Machcarenhas Da Silva Gracias Alcidio, Shcherba V.A., Vorobyev K.A. (2021). Application of the steam assisted gravity drainage (SAGD) method in the heavy oil fields. *The Eurasian Scientific Journal*, [online] 3(13). Available at: <https://esj.today/PDF/42SAVN321.pdf> (in Russian) DOI: 10.15862/42SAVN321

Гомес Антониу Шикуну Суами

ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов», Москва, Россия
Аспирант департамента «Недропользования и нефтегазового дела»

E-mail: engchicunagomes@mail.ru

РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=958737

Машкареньяш Да Силва Грасиаш Алсидиу

ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов», Москва, Россия
Аспирант департамента «Недропользования и нефтегазового дела»

E-mail: alcidio@mail.ru

Щерба Владимир Афанасьевич

ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов», Москва, Россия
Доцент департамента «Недропользования и нефтегазового дела»

Кандидат геолого-минералогических наук

E-mail: shcherba_va@mail.ru

РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=666323

Воробьев Кирилл Александрович

ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов», Москва, Россия
Магистр департамента «Недропользования и нефтегазового дела»

E-mail: k.vorobyev98@mail.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5792-3979>

РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=887256

SCOPUS: <https://www.scopus.com/authid/detail.url?authorId=57193517186>

Применения метода парогравитационного дренажа (ПГД) на месторождениях высоковязкой нефти

Аннотация. В последнее время перспективы развития нефтяной отрасли связываются с разработкой месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. Экономически целесообразной и возможной добыча высоковязкой нефти (ВВН) и природных битумов (ПБ) представляется только благодаря развитию и применению эффективных технологий их разработки. Добыча нетрадиционной нефти требует нетрадиционного исключительного подхода, один из них — парогравитационный способ добычи нефти. Создание моделей ПГД предполагает решение задач по тепломассообмену в скважинах и продуктивном пласте для оптимизации режима добычи. Для расчета параметров теплопереноса требуется надежная информация о комплексе тепловых свойств (теплопроводность, температуропроводность,

объемная теплоемкость) пород продуктивного пласта, подстилающего и перекрывающего слоев горного массива. В настоящее время при проведении исследовательских работ и построении геолого-технологических моделей для прогнозирования показателей разработки не учитывается степень влияния вариации теплофизических свойств пород коллектора на эффективность, процесса ПГД. В связи с отсутствием до последних лет возможности получения надежных представительных данных о тепловых свойствах пород конкретного месторождения обычно используют усредненные значения, основанные на единичных измерениях или на справочных данных, не учитывающих особенностей разрабатываемого объекта и не содержащих подробное геологическое описание изучавшихся пород. В связи с этим потребовалось провести исследование влияния реальных пространственных вариаций теплофизических свойств пород, детально изученных для одного из месторождений при помощи новой высокоэффективной аппаратурно-методической измерительной базы, на показатели разработки методом ПГД. В данной статье авторами была рассмотрена эффективность применения горизонтальных скважин с циклическим воздействием пара на Ярегском месторождении.

Ключевые слова: тяжелая нефть; высоковязкая нефть; добыча; Ярегское месторождение; парогравитационный дренаж; битумы; асфальтены

В связи с уменьшением запасов легкой нефти увеличилась необходимость развивать возможности разработки известных запасов тяжелой высоковязкой нефти (ТВВН). По сравнению с традиционной (легкой) нефтью, ТВВН является гораздо маломобильной из-за высокого содержания ароматических углеводородов, смолисто-асфальтеновых веществ, высокой концентрацией металлов и сернистых соединений и высокими значениями плотности и вязкости.

Геологические запасы ТВВН и ПБ в России достигают 6–7 млрд т (40–50 млрд баррелей), однако их применение и извлечение требует использования специальных дорогостоящих технологий. Доля такого вида нефти, ВВН, постоянно увеличивается и к данному времени среднегодовой суммарный объем добычи в мире подтягивается к 500 млн тонн, а накопленная добыча превышает 14 млрд тонн [1].

Основная проблема в ТВВН заключается не в поиске ресурсов, а в их добыче, переработки и продаже в рамках часто меняющихся экономических руководящих принципов. Исходя из этого, в настоящее время, одним из важнейших направлений развития нефтедобывающей промышленности является изучение эффективных методов разработки залежей ТВВН.

Методы разработки залежей ТВВН могут подразделяться на: (1) нетепловые методы, такие как — нестационарное заводнение (НЗ), закачка газа, закачка химреагентов и др., которые являются более экономичными, но, динамической эффективности применяемых технологий со временем снижается, что вызывает к их постоянной модификации; (2) тепловые методы, такие как — паровые методы: извлечение нефти паром, циклическая закачка пара в пласт (CSS), парогравитационное дренирование (SAGD) и др. — методы внутрислоевого горения: термогравитационное дренирование (ТНАИ). Тепловые методы показывают достаточно хорошую эффективность, однако тепловые технологии обуславливаются высокой энергоемкостью, в некоторых случаях это может значительно повлиять на снижение экономической привлекательности методов. Данный вопрос очень актуален в условиях снижения мировых цен на нефть.

Оптимальное комплексирование методов разработки залежей ВВН, объединение их сильных сторон, является важным направлением повышения эффективности нефтеотдачи на данных залежах.

Основной целью работы является анализ эффективности новой технологии разработки месторождений ТН. Испытание метода "SAGD" в России проводится с 1999 года на Ашальчинском месторождении (Республика Татарстан). В 2016 г. В компании «Татнефть» было добыто 843 тыс. т тяжелой нефти, в 2017 г. объем добычи тяжелой высоковязкой нефти (ТВВН) составил около 1,6 млн т, а в 2018 г. планируется довести добычу до 2 млн т. В перспективе компания «Татнефть» намерена увеличить добычу ТВВН до 3 млн т/год.

Нефть по-прежнему является незаменимым минералом, используемым во многих областях человеческой деятельности. Даже несмотря на успешные попытки найти альтернативу, нефть все еще остается очень важным ресурсом. Это приводит к тому, что добыча нефтяных запасов из недр земли осуществляется с огромной скоростью, в результате чего нефтяные месторождения сокращаются очень быстро. Таким образом, легкая нефть, заменяется более тяжелой нефтью.

Известно, что абсолютно все мировые запасы нефти классифицируются по их плотности (табл. 1).

Таблица 1

Рекомендуемая классификация тяжелого углеводородного сырья в зависимости от значений его плотности и вязкости [2]

Наименование сырья	Плотность и вязкость сырья
Тяжелая нефть	Плотность более 900 кг/м ³
Тяжелая высоковязкая нефть	Плотность более 900 кг/м ³ , вязкость 30–200 мПа*с
Тяжелая сверхвязкая нефть	Плотность более 900 кг/м ³ , вязкость более 200 мПа*с (при плотности более 1000 кг/м ³ вязкость до 50.000 мПа*с)
Природный битум	Плотность более 1000 кг/м ³ , вязкость более 50.000 мПа*с

Основная проблема в ТВВН и ПБ заключается не в поиске ресурсов, а в технологии их добыче, переработке и продаже в рамках часто меняющихся экономических ситуаций. Исходя из этого, в настоящее время, одним из важнейших направлений развития нефтедобывающей промышленности является изучение эффективных методов разработки залежей ТВВН. Геологические запасы ТВВН и ПБ в России достигают 6–7 млрд т (40–50 млрд баррелей), однако их извлечение требует использования специальных дорогостоящих технологий [3].



Рисунок 1. Запасы углеводородного сырья

По данным экспертов, мировые запасы тяжелой и высоковязкой нефти (ТВВН) составляют более 810 млрд т (рис. 1).¹

Доля такого вида нефти, ВВН, постоянно увеличивается и к данному времени среднегодовой суммарный объем добычи в мире подтягивается к 500 млн тонн, а накопленная добыча превышает 14 млрд тонн (рис. 2)².

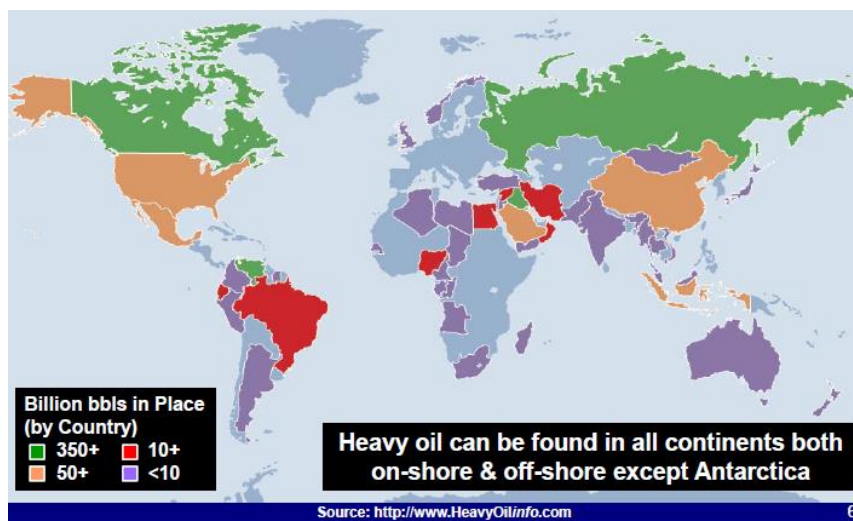


Рисунок 2. Мировые запасы высоковязкой нефти (в млрд баррелей)

По данным Института мировых ресурсов (WRI), концентрации самых больших запасов тяжелой и высоковязкой нефти обнаружены в Канаде и Венесуэле, значительные запасы также имеются в России, США, Мексике, Кувейте, Китае и Казахстане [4].

Условно технологии и способы разработки залежей ТН и ПБ, которые испытывались и нашли применение в практике добычи нефти в России и за рубежом, можно подразделить на три группы:

- карьерный и шахтный способы разработки;
- так называемые «холодные» способы добычи;
- тепловые методы добычи.

Тепловые методы показывают достаточно хорошую эффективность, но, тепловые технологии обуславливаются высокой энергоемкостью, в некоторых случаях это может значительно повлиять на снижение экономической привлекательности методов. Данный вопрос очень актуален в условиях снижения мировых цен на нефть.

Метод парогравитационного дренирования (ПГД) (sagd, steam assisted gravity drainage) был первоначально разработан для добычи битума из нефтеносных песков Канады. Ключевым элементом ПГД является то, что две скважины бурятся горизонтально и должны быть параллельными друг другу (на расстоянии от 5 до 7 метров). Верхняя скважина используется для закачки высокотемпературного пара высокого давления, образуя зону насыщенная водяным паром (паровая камера). По мере того как паровая камера поднимается к верхней части пласта и постепенно расширяется в сторону, тяжелая нефть разжижается и отделяется от

¹ Интенсивное разбуривание Лыаельской площади Ярегского месторождения // Ухта: Северные Ведомости. № 8. 2015. 24 <https://uhta24.ru/novost/?id=10119> [Электронный ресурс].

² Разработка залежей тяжелых нефтей и природных битумов. Метод парогравитационного дренажа (SAGD) <https://vseonefti.ru/upstream/sagd.html> (дата обращения 15.09.2020).

песка, сила тяжести заставляет ее стекать в нижнюю (добывающую) скважину, откуда нефть откачивается на поверхность для последующей обработки (рис. 3). Основным преимуществом процесса ПГД является улучшение соотношения пара нефти и высокой конечной добычей (порядка от 60 % до 70 %). Этот метод позволяет значительно увеличить добычу ТН от начальных извлекаемых запасов с большей степенью эффективности, чем с помощью большинства других методов теплового воздействия [5].

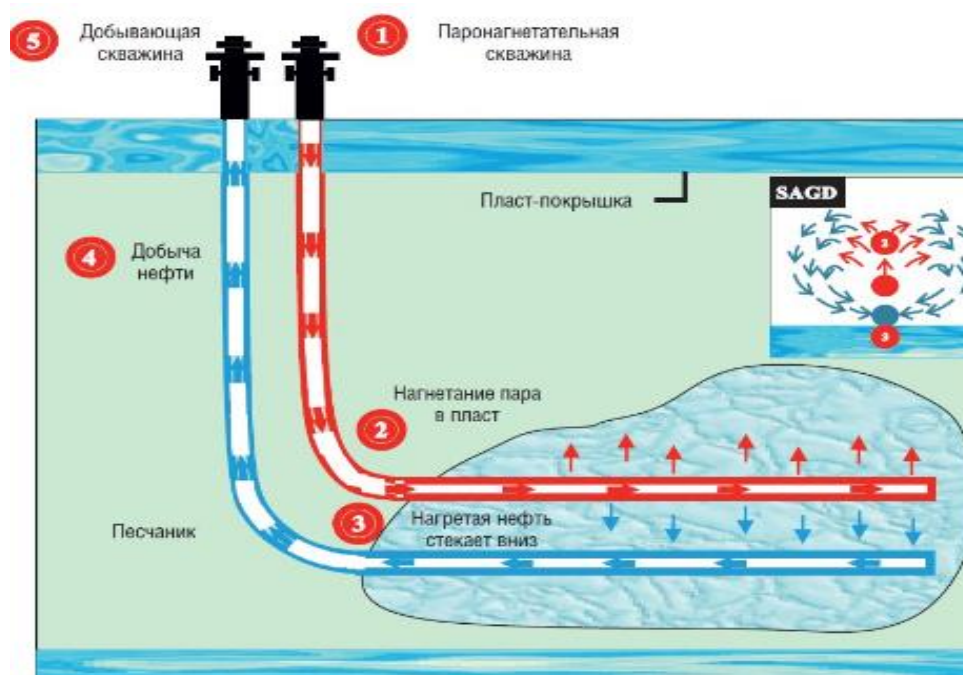


Рисунок 3. Метод парогравитационного дренажа или SAGD (от англ. Steam Assisted Gravity Drainage) [6]

Существует несколько ключевых проблем, которые компании, использующие технологию ПГД, должны преодолеть, чтобы достичь рентабельности технологии. Это:

- достижение максимальной энергоэффективности;
- оптимальный процесс разделения нефти и воды;
- очистка воды для повторного использования в производстве пара.

Тяжелой нефтью называют нефть, которая обладает очень высокой плотностью, а также обладает физическими свойствами, которые не позволяют ей высвободиться из недр земли на поверхность традиционными методами. Когда речь идет о тяжелой (высоковязкой) нефти, это обычно означает, что вся нефть, которая имеет плотность более $0,920 \text{ г/см}^3$ вместе с природным битумом.

Сегодня недра Земли содержат запасы высоковязкой нефти, которые в несколько раз превышают запасы легкой нефти. Согласно данным, предоставленным Институтом мировых ресурсов, крупнейшие залежи высоковязкой нефти находятся в Канаде, Венесуэле и России.

В процессе использования ПГД необходимо определить объем пара для закачки в скважину. Паронефтяной фактор (ПНФ) (SOR, Steam-to-oil-ratio) — отношение количества закачанного в пласт пара к количеству добытой нефти за счёт процесса парогравитационного дренирования. Фактор зависит от геолого-физических характеристик продуктивного пласта.

Типичный паронефтяной фактор составляет 2–3. Следовательно, при добыче нефти в объеме 10 000 баррелей в сутки и ПНФ равном 3,0, требуемое количество пара будет равно 3-х

10 000 = 30 000 баррелей/сутки (~4 770 м³/сут.) [7]. Объем воды, поступающей на поверхность в результате конденсации пара, зависит от того, какой объем воды впитывает в себя пласт. Как правило, он удерживает 10 % воды. Таким образом, 90 % возвращается в виде конденсированной воды. В итоге, объем поступившей на поверхность воды составит 90 % x 30 000 = 27 000 баррелей в день. В результате, если разделить объем поступившей на поверхность воды — 27 000 баррелей на объем добычи нефти — 10 000 баррелей, мы получим 2,7. Этот показатель называется водонефтяным фактором (WOR, Water-to-oil-ratio).

Объем добываемого газа, как правило, составляет 10 % в зависимости от геолого-физических характеристик продуктивного пласта. Объем измеряется в стандартных кубометрах газа и нефти. Если добыча нефти = 10 000 барр./сут. (1 590 м³/сут.); газонефтяной фактор (GOR, Gas-to-oil-ratio) = 10; добыча газа = 10 x 1 590 = 15 900 стандартных м³/с.

При добыче нефти = 10 000 барр: паронефтяной фактор = 3,0; водонефтяной фактор = 2,7; газонефтяной фактор = 10. Если объем закачиваемого пара составляет 30 000 барр./сутки, объем конденсированного пара, который возвращается на поверхность в виде воды = 27 000 барр./сутки, то объем добываемого газа составит 15 900 м³/сутки [8].

Метод парогравитационного дренажа принимается на месторождении Лонг Лейк, в провинции Альберта (Канада), объем суточной добычи составляет 22 000 м³ ТВВН [4].

Испытание метода в России проводится с 1999 года на Ашальчинском и других месторождениях.

Компания «Татнефть» продолжает успешное освоение месторождений тяжелой нефти, приуроченных к шешминскому горизонту. Это направление рассматривается как одно из стратегически важных в укреплении и диверсификации ресурсной базы. Ниже приводятся геолого-физические характеристики продуктивного шешминского горизонта (табл. 2).

На месторождениях тяжелой нефти на 01.01.2017 г. была пробурена 601 горизонтальная скважина (в том числе 159 скважин — в 2016 году) и 1 782 оценочных скважин (в том числе 185 скважин — в 2016 году). В работе находятся 27 пароциклических (ПЦО — периодическое нагнетание пара в нефтяной пласт через добывающие скважины) и 213 парогравитационных (SAGD) скважин. Под закачкой — 273 скважины, в том числе 220 паронагнетательных, 17 пароциклических и 36 новых парных и пароциклических скважин (первичный прогрев пласта) [1].

С начала промышленной разработки месторождения объем добычи достиг 1 781,7 тыс. тонн тяжелой нефти. В настоящее время в разработке находятся 7 залежей ТН шешминского горизонта (4 залежи Ашальчинского, 1 залежь Лангуевского, 1 залежь Кармалинского и 1 залежь Нижне-Кармальского месторождений).

За 2016 года добыто 843 тыс. тонн ТВВН, рост добычи к уровню прошлого года более, чем в два раза (который составил 376 тыс. тонн). К концу года суточная добыча достигла 3 361 тонны.

Проектный срок разработки залежи поднятия составит 27 лет. Внедрение технологии парогравитационного режима показало перспективность работ: парогравитационные скважины дают в 8–10 раз больше нефти, чем пароциклические [9].

За весь срок разработки будет отобрано 3,7 млн т нефти и 31,5 млн т жидкости. В продуктивные горизонты будет закачано 16,2 млн т пара и 0,7 млн т горячей воды. При расчете инвестиций в разработку стоимость 1 шт. парогенератора Amelin принята по фактическим данным на уровне 38,5 млн руб.

Таблица 2

Геолого-физические характеристики продуктивного пласта [9]

Параметры	Пласт P _{2SS}
Средняя глубина залегания, м	81,2
Тип залежи	Массивная
Тип коллектора	Поровый
Площадь нефтеносности, тыс./м ²	6 196,65
Пористость, %	31,6
Весовая нефтенасыщенность пласта, %	9,3
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	2 660
Начальная пластовая температура, °С	8,0
Начальное пластовое давление, Мпа	0,44
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	12 206
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,965
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,956
Содержание серы в нефти, %	3,98
Содержание парафина в нефти, %	0,288
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1 002,9
Геологические запасы, млн т	10,2
Извлекаемые запасы, млн т	3,6

Учитывая растущие запасы нефти с высокой вязкостью, специалисты разработали методы, позволяющие эффективно добывать этого вида нефти. И одним из наиболее часто используемых методов добычи этого типа нефти является метод парогравитационного дренажа или SAGD (от англ. Steam Assisted Gravity Drainage). В настоящее время данная технология применяется в Канаде, Венесуэле, США. Первый пилотный проект SAGD был отработан канадскими разработчиками на крупнейшей в мире залежи природных битумов — на песчаниках Атабаска в Канаде. В течение первой стадии проекта в 1988 году было пробурено три пары скважин с длиной горизонтального участка 60 м. В этих скважинах была применена классическая схема парогравитационного дренажа. КИН по элементу составил 50 %, а накопленное паронефтяное соотношение не превысило 2,5, что подтвердило экономическую рентабельность проекта. В другой крупнейшей по запасам тяжелых углеводородов стране Венесуэле первый пилотный проект SAGD был запущен в декабре 1997 года. Результаты опытных работ показали, что разработка залежей высоковязкой нефти (10 000–45 000 мПа·с) новым методом повышает КИН до 60 % по сравнению с 10 % при циклической паротепловой обработке скважин [10]. Испытание метода "SAGD" в России проводится с 1999 года на Ашальчинском месторождении (Республика Татарстан). Компания «Татнефть» продолжает успешное освоение месторождений тяжелой нефти, приуроченных к усманскому горизонту.

В работе находятся 27 пароциклических (ПЦО) и 213 парогравитационных (SAGD) скважин. Под закачкой — 273 скважины, в том числе 220 паронагнетательных, 17 пароциклических и 36 новых парных и пароциклических скважин. Парогравитационные скважины дают в 8–10 раз больше нефти, чем пароциклические. При расчете инвестиций в разработку стоимость 1 парогенератора Amelin принята по фактическим данным на уровне 38,5 млн руб. [5]. В 2016 г. В компании «Татнефть» было добыто 843 тыс. т тяжелой нефти, в 2017 г. объем добычи тяжелой высоковязкой нефти (ТВВН) составил около 1,6 млн т, и планируется довести добычу до 2 млн т. В перспективе компания «Татнефть» намерена увеличить добычу ТВВН до 3 млн т/год. В продуктивные горизонты будет закачено 16,2 млн т пара и 0,7 млн т горячей воды [11].

Суть метода парогравитационного дренажа заключается в параллельном бурении двух горизонтальных скважин длиной 1000 м, расположенных параллельно в одной вертикальной плоскости на расстоянии 5–9 м и проходящие вблизи подошвы пласта в нефтенасыщенной

части, одна из которых паронагнетательная, а вторая добывающая. По одной из них в нефтенасыщенный пласт нагнетается горячий пар, разогревающий тяжелую нефть и разжижающий ее. Пар пробивается к верхней части продуктивного пласта, образуя паровую камеру, где впоследствии конденсируется в воду. Разогретая нефть вместе с водяным конденсатом под действием силы тяжести стекает к стволу добывающей скважины.

Для оптимального образования паровой камеры необходимо проводить в течение нескольких месяцев предварительный прогрев межскважинного пространства путём циркуляции пара в обеих скважинах. В результате этого осуществляется кондуктивный прогрев призабойной зоны пласта, уменьшается вязкость нефти и улучшается гидродинамическая связь между скважинами. Основным преимуществом процесса ПГД является улучшение соотношения пара нефти и высокой конечной добычей (порядка от 60 % до 70 %). Паронефтяной фактор (ПНФ) (SOR, Steam-to-oilratio) зависит от геолого-физических характеристик продуктивного пласта. При добыче нефти = 10,000 барр.: паронефтяной фактор = 3,0; водонефтяной фактор = 2,7; газонефтяной фактор = 10. Если объем закачиваемого пара составляет 30 000 барр/сутки, объем конденсированного пара, который возвращается на поверхность в виде воды = 27 000 барр/сутки, объем добываемого газа составит 15,900 м³/сутки [13].

В настоящее время на участке ОПУ-5 Лыаельской площади Ярегского месторождения на стадии опытно-промышленных работ реализуется технология встречного ТГДП.

Нефтяной пласт на всем Ярегском месторождении трещиновато-поровый разбит трещинами на отдельные блоки. На стадии разбуривания участка горизонтальными скважинами вскрыто тектоническое нарушение. С целью выравнивания развития тепловых процессов и понижения тепловых нагрузок на глубинно-насосное оборудование добывающие и нагнетательные скважины пробурены с разных площадок [12].

На сегодняшний день на ОПУ-5 разбурено 10 пар паронагнетательных и добывающих скважин. По расчетам института «ПечорНИПИнефть», ожидаемые ежесуточные дебиты нефти составят порядка 20–25 тонн скважины [13].

Интенсивное разбуривание Лыаельской площади должно обеспечиваться необходимым объемом парогенерации. В связи с этим уже начата стройка новой, самой мощной парогенераторной установки ПГУ «Лыаель» производительностью 500 тонн пара в час [13].

С применением метода парогравитационного дренажа уровень добычи нефти на Ярегском месторождении планируется довести до 3,5 млн т. С таким показателем показывают эффективность этого метода чем использование подземно-поверхностная технология, которой может достигнуть нефтеотдачи (порядка 40 %) [13].

Выводы

В итоге можно сделать следующие выводы:

- Паровые процессы являются наиболее продвинутыми с точки зрения опыта работы, и, таким образом, они имеют меньше неопределенности в оценке эффективности, при условии, что имеется детальное описание пласта. Однако стоимость производства пара, в ряде случаев, снижает интерес к данным технологиям.
- Метод парогравитационного дренажа характеризуется хорошим коэффициентом нефтеотдачи, высокими темпами отбора нефти, богатым опытом внедрения в различных странах, однако существуют трудности мониторинга и необходимость постоянного контроля процесса.

- Технология парогравитационного воздействия успешно внедряется на месторождениях: Cold Lake Orion (Канада), Orinoco Belt (Венесуэла), Ашальчинское (Россия) и других. Однако еще многое предстоит сделать для улучшения методов разработки ВВН, чтобы сделать добычу и переработку этих конкретных источников энергии более рентабельным.

Также можно отметить, что анализ эффективности применения метода парогравитационного дренажа на Ярегском месторождении показали, что метод характеризуется хорошим коэффициентом нефтеотдачи, высокими темпами отбора нефти, богатым опытом внедрения в различных странах, однако существуют трудности мониторинга и необходимость постоянного контроля процесса. Достижение максимальной энергоэффективности, оптимальный процесс разделения нефти и воды и очистка воды для повторного использования в производстве пара являются ключевыми проблемами, которые компании, использующие технологию ПГД, должны преодолеть, чтобы достичь рентабельности технологии. Технология парогравитационного воздействия успешно внедряется на месторождениях: Cold Lake Orion (Канада), Orinoco Belt (Венесуэла), Ашальчинское (Россия) и других. Вязкость раствора полимера сильно уменьшается, когда соленость увеличивается с 25 г/л до 40 г/л, но не выходит за пределы этого порога. Расчетная концентрация составляет 0,7 % активного материала. В наземных сооружениях можно ожидать значительного механического разрушения, и значения от 25 до 50 % измерялись во время испытаний с помощью дроссели, идентичны дроссели для подводных скважин. Адсорбция измерялась в разных образцах керна, от 200 мД до нескольких Дарси.

По мере того как запасы традиционной (легкой) нефти уменьшаются, дальнейшие разработки месторождений высоковязкой нефти (ВВН) является насущной необходимостью.

Экономически целесообразной и возможной добыча ВВН и природных битумов (ПБ) представляется только благодаря развитию и применению эффективных технологий их переработки с получением товарных нефтепродуктов с высоким отличием рыночной цены от себестоимости. Что позволит окупить дорогостоящие технологии их добычи, многократно превышающие аналогичные затраты при добыче кондиционной нефти.

Благодаря прогрессу в технологии и разработку новых методов, таких как наклонно-направленное бурение, открыли новые двери для развития новых технологий в области извлечения ВВН.

Паровые процессы являются наиболее продвинутыми с точки зрения опыта работы, и, таким образом, они имеют меньше неопределенности в оценке эффективности, при условии, что хорошее описание пласта доступно, однако, стоимость производства пара снижает интерес на данных технологий.

Метод внутрислоевого горения, который уже сделал много хорошего для добычи ВВН, вызывает интерес своей последней инновацией (THAI-CAPRI), который имеет потенциал для работы в коллекторах с низким давлением, качеством и более тонкие, чем требуется для процесса парогравитационного дренажа «SAGD» (наиболее перспективный тепловой метод разработки месторождений канадских природных битумов). Метод термогравитационного дренирования с каталитической гидроочисткой (THAI-CAPRI) также требует меньше поверхностных объектов и стоит на 20 % дешевле.

В 2014 г. более 43 % от мировой добычи нетрадиционной нефти составили канадские природные битумы, объем производства которых достиг 80 млн т. Основными районами добычи в Канаде являются месторождения Atabaska, Cold Lake, Peace River на территории провинции Альберта.

Проекты добычи венесуэльской сверхтяжелой нефти, реализуемые в районе Пояса Ориноко, обеспечивают в настоящее время порядка 30 млн тонн нефти, что составляет около

16 процентов мировой добычи нетрадиционной нефти. При добыче венесуэльской нефти используются вертикальные и многозабойные горизонтальные скважины, а также термические методы (например, SAGD и CSS).

Лукойл разрабатывает ресурсы высоковязкой нефти Ярегского и Усинского месторождений (Республика Коми) с использованием термических методов повышения нефтеотдачи (технологии термощахтной разработки, SAGD, CSS). Суммарная добыча нефти на месторождениях составляет более 3 млн т/год.

В ОАО «Татнефть» в последние годы проводятся опытные работы по добыче сверхвязких тяжелых нефтей современными тепловыми методами. Внедрение технологии парогравитационного дренажа (SAGD) в трех парах ГС Ашальчинского месторождения показало перспективность работ: ГС дают до 20 т/сут., т. е. в 8–10 раз больше нефти, чем вертикальные скважины.

В ближайшее десятилетие разработка новых традиционных запасов нефти даст только 22 % от общего прироста мировой добычи, а 78 % его будут получены за счет применения высокотехнологичных методов.

Однако еще многое предстоит сделать для улучшения методов разработки ВВН, чтобы сделать добычу и переработку этих конкретных источников энергии более рентабельным.

ЛИТЕРАТУРА

1. Воробьев К.А. Доразработка остаточных запасов нефти на трудноизвлекаемых месторождениях в России // В сборнике: ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр: Материалы шестнадцатой международной конференции. Донецк. 2017. С. 73–74.
2. Бурмистров И.А., Корепанова В.С. Влияние качества пара на величину радиуса зоны прогрева межскважинного пространства // XXI Губкинские чтения «Фундаментальный базис и инновационные технологии поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа». М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2016. С. 21–24.
3. Гомес А.Ш.С., Воробьев К.А. Анализ эффективности применения технологии парогравитационного дренирования // Сборник научных трудов по материалам XI Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Том II. 2018. Пермь: Изд-во: Пермский государственный национальный исследовательский университет. С. 69–72.
4. Воробьев К.А., Гомес А.Ш.С., Щерба В.А. Битуминозные горные породы как нетрадиционные источники углеводородов // Всероссийская, с международным участием, научно-практическая конференция LXXII Герценовские чтения. Санкт-Петербург. 2019. с. 70–74.
5. Гомес А.Ш.С., Воробьев К.А. Анализ парогравитационного дренирования при добыче высоковязкой нефти // Вестник Атырауского института нефти и газа. 2018. № 4(48). С. 167–172.
6. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Р.Н., Ибрагимов Р.Л., Покровский В.А., Гилязов Т.Р. Геологические условия месторождений тяжёлых высоковязких нефтей и природных битумов / Под ред. проф., д.г.-м.н. Р.С. Хисамова. — Казань: Изд-во «Ихлас», 2016. 176 с.

7. Щерба В.А., Воробьев К.А. Проблема доработки остаточных трудноизвлекаемых запасов нефти // В сборнике научных статей участников I Международной научной конференции. Ответственный редактор: И.С. Хопта. Пермь, 2017. С. 410–413.
8. Воробьев А.Е., Тчаро Х., Воробьев К.А. Современное производство битума: Технологии и оборудование: Монография. — Екатеринбург.: Издательские решения, 2018. — 422 с. ISBN: 978-5-4493-5980-3.
9. Щерба В.А., Гомес А.Ш.С., Воробьев К.А. Экономическое обоснование применения полимерного заводнения в глубоководных морских месторождениях высоковязкой нефти для увеличения нефтеотдачи в Республике Ангола // Вестник Евразийской науки, 2019 № 1.
10. Хисамов Р.С., Гатнатуллин Н.С., Шаргородский Е.И. Подготовка к освоению битумов в Татарстане // Нефтяное хозяйство. — № 2. — 2006. С. 42.
11. Воробьев А.Е., Чекушина Т.В., Джимиева Р.Б. Инновационные технологии добычи высоковязкой нефти // Естественные и технические науки. — 2008. — № 3(35) — С. 199–200.
12. Хисамов Р.С. и др. Гидрогеологические условия месторождений тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов / Р.С. Хисамов и др. — М: Изд-во ВНИИОЭНГ, 2003. — 564 с.
13. Воробьев А.Е., Малюков В.П., Князева Э.А. Применение тепловых методов воздействия на высоковязкую нефть для интенсификации добычи // Материалы VIII Международной конференции «Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр». — М.: РУДН, 2009. — С. 152–155.

Gomes Antoniu Shikuna Suami

Peoples' Friendship University of Russia, Moscow, Russia
E-mail: engchicunagomes@mail.ru
РИИЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=958737

Machcarenhas Da Silva Gracias Alcidu

Peoples' Friendship University of Russia, Moscow, Russia
E-mail: alcidio@mail.ru

Shcherba Vladimir Afanasievich

Peoples' Friendship University of Russia, Moscow, Russia
E-mail: shcherba_va@mail.ru
РИИЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=666323

Vorobyev Kirill Alexandrovich

Peoples' Friendship University of Russia, Moscow, Russia
E-mail: k.vorobyev98@mail.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5792-3979>
РИИЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=887256
SCOPUS: <https://www.scopus.com/authid/detail.url?authorId=57193517186>

Application of the steam assisted gravity drainage (SAGD) method in the heavy oil fields

Abstract. Recently, the prospects for the development of the oil industry have been associated with the development of deposits of heavy oils and natural bitumen. It is economically feasible and possible to extract high-viscosity oil (HVO) and natural bitumen (NB) only thanks to the development and application of effective technologies for their development. Unconventional oil production requires an unconventional exclusive approach, one of them is the steam — gravity method of oil production. The creation of SAGD models involves solving problems of heat and mass transfer in wells and a productive reservoir to optimize the production mode. To calculate the parameters of heat transfer, reliable information is required about the complex of thermal properties (thermal conductivity, thermal conductivity, volumetric heat capacity) of rocks of the productive formation, the underlying and overlapping layers of the mountain massif. Currently, when conducting research and constructing geological and technological models for predicting development indicators, the degree of influence of variations in the thermophysical properties of reservoir rocks on the efficiency of the SAGD process is not taken into account. Due to the absence until recent years of the possibility of obtaining reliable representative data on the thermal properties of rocks of a particular deposit, averaged values based on single measurements or on reference data that do not take into account the features of the object being developed and do not contain a detailed geological description of the studied rocks are usually used. In this regard, it was necessary to conduct a study of the influence of real spatial variations of the thermophysical properties of rocks, studied in detail for one of the deposits with the help of a new highly efficient hardware and methodological measuring base, on the development indicators by the SAGD method. In this article, the authors considered the effectiveness of using horizontal wells with cyclic steam exposure at the Yareg field.

Keywords: heavy oil; high-viscosity oil; production; Yaregskoe field; Steam Assisted Gravity bitumen; asphaltenes