

Научная статья
УДК 622.276
<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2025-3-61-69>
EDN EVKFFW

Проблема добычи высоковязкой нефти в неоднородных коллекторах

Ильмира Растямовна Абуталиева[✉], Елена Сергеевна Субботина

*Астраханский государственный технический университет,
Астрахань, Россия, ilmira171279@mail.ru[✉]*

Аннотация. В условиях истощения традиционных запасов углеводородов разработка месторождений представляет собой одну из ключевых задач современной нефтедобывающей промышленности. В статье рассматривается проблема добычи высоковязкой нефти из неоднородных коллекторов. Анализируются геолого-промысловые особенности месторождений и факторы, снижающие эффективность их разработки. Предлагаются инновационные подходы и технологии для повышения коэффициента извлечения нефти и оптимизации процесса добычи. В качестве перспективного решения предложен комбинированный метод парогравитационного дренирования с применением растворителей (SA-SAGD – solvent-assisted steam-assisted gravity drainage). SA-SAGD представляет собой инновационную технологию добычи высоковязкой нефти, сочетающую преимущества парогравитационного дренирования и закачки растворителей. В процессе эксплуатации технологии SA-SAGD особое внимание уделяется контролю и регулированию параметров закачки. Оптимальное соотношение пара и растворителя подбирается индивидуально для каждого объекта на основе геолого-физических характеристик пласта. При этом важно учитывать коэффициент пористости, проницаемость породы, начальную вязкость нефти и ее плотность. Для обеспечения максимальной эффективности процесса необходимо поддерживать определенную температуру в пласте, которая должна быть выше температуры насыщения нефти паром, но ниже температуры ее термического разложения. Однако применение SA-SAGD требует учета определенных ограничений: необходимости тщательного выбора подходящего растворителя, более высокой стоимости по сравнению с традиционным SAGD, потребности в правильной утилизации растворителей и специальном оборудовании для работы с ними, постоянного контроля параметров процесса для обеспечения оптимальной эффективности. Актуальность исследования обусловлена необходимостью оптимизации процессов добычи, снижения затрат и повышения рентабельности разработки месторождений с высоковязкой нефтью в неоднородных коллекторах.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, неоднородные коллекторы, методы повышения нефтеотдачи, трудно-извлекаемые запасы, парогравитационный дренаж

Для цитирования: Абуталиева И. Р., Субботина Е. С. Проблема добычи высоковязкой нефти в неоднородных коллекторах // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2025. № 4. С. 61–69. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2025-4-61-69>. EDN EVKFFW.

Original article

The problem of high viscosity oil production in heterogeneous reservoirs

Ilmira R. Abutaliev[✉], Elena S. Subbotina

*Astrakhan State Technical University,
Astrakhan, Russia, ilmira171279@mail.ru[✉]*

Abstract. In conditions of depletion of traditional hydrocarbon reserves, the development of fields is one of the key tasks of the modern oil industry. The article discusses the problem of extracting high-viscosity oil from heterogeneous reservoirs. The geological and commercial features of deposits and the factors reducing the efficiency of their development are analyzed. Innovative approaches and technologies are proposed to increase the oil recovery coefficient and optimize the production process. A combined method of steam-gravity drainage using solvents (SA-SAGD – solvent-assisted steam-assisted gravity drainage) is proposed as a promising solution. SA-SAGD is an innovative technology for the extraction of high-viscosity oil, combining the advantages of steam gravity drainage and solvent injection. During the operation of SA-SAGD technology, special attention is paid to the control and regulation of injection parameters. The optimal vapor-solvent ratio is selected individually for each object based on the geological and physical

characteristics of the formation. It is important to take into account the porosity coefficient, the permeability of the rock, the initial viscosity of the oil and its density. To ensure maximum efficiency of the process, it is necessary to maintain a certain temperature in the reservoir, which should be above the temperature of oil saturation with steam, but below the temperature of its thermal decomposition. However, the use of SA-SAGD requires consideration of certain limitations: the need for careful selection of a suitable solvent, higher cost compared to traditional SAGD, the need for proper disposal of solvents and special equipment for working with them, constant monitoring of process parameters is also required to ensure optimal efficiency. The relevance of the research is due to the need to optimize production processes, reduce costs and increase the profitability of developing deposits with high-viscosity oil in heterogeneous reservoirs.

Keywords: high viscosity oil, heterogeneous reservoirs, methods of enhanced oil recovery, hard-to-recover reserves, steam assisted gravity drainage

For citation: Abutalieva I. R., Subbotina E. S. The problem of high viscosity oil production in heterogeneous reservoirs. *Oil and gas technologies and environmental safety*. 2025;4:61-69. (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2025-4-61-69>. EDN EVKFFW.

Введение

В современных условиях развития нефтегазовой отрасли одной из наиболее актуальных проблем является разработка месторождений с высоковязкой нефтью, особенно в условиях их залегания в неоднородных коллекторах. Сложность данного вопроса обусловлена тем, что неоднородность коллекторских свойств пород создает существенные технологические трудности при добыче, значительно влияя на эффективность разработки месторождений. Неоднородность коллекторов проявляется как в вертикальном, так и в горизонтальном направлениях, что приводит к неравномерному распределению фильтрационных потоков и формированию застойных зон. Присутствие высоковязкой нефти усложняет ситуацию, поскольку требует применения дополнительных технологических решений для обеспечения экономически целесообразной добычи. Особую зна-

чимость данная проблема приобретает в контексте растущей доли трудноизвлекаемых запасов в структуре минерально-сырьевой базы нефтегазовой отрасли. В этих условиях разработка эффективных методов добычи высоковязкой нефти из неоднородных коллекторов становится стратегической задачей, решение которой определяет перспективы развития отрасли в целом. Комплексный подход к решению данной проблемы требует учета как реологических характеристик пластовой жидкости, так и особенностей геологического строения продуктивных пластов, что обуславливает необходимость проведения многоплановых исследований в данном направлении.

По мере истощения запасов нефти с низкой вязкостью добыча высоковязкой нефти привлекает к себе все большее внимание (рис. 1).

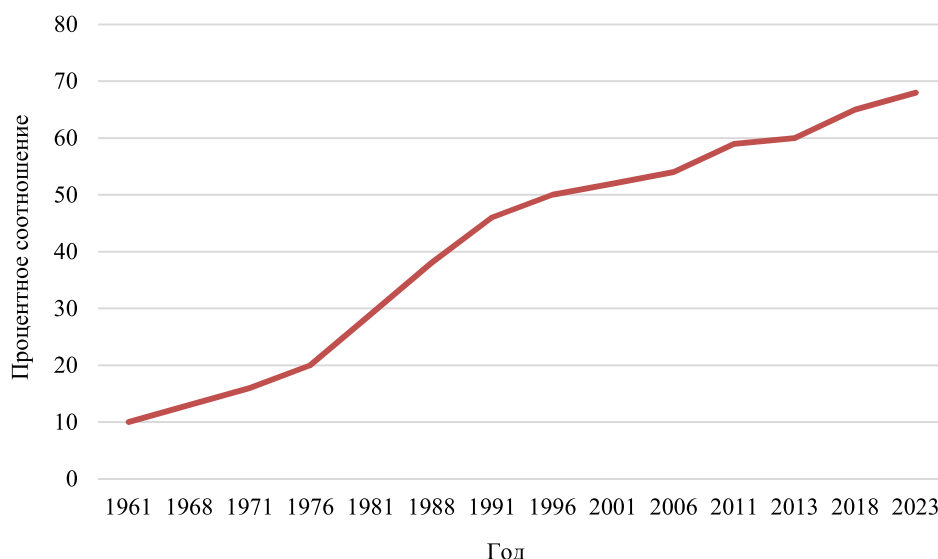


Рис. 1. Доля трудноизвлекаемых запасов в России по данным ОАО «ВНИИнефть»

Fig. 1. Share of hard-to-recover reserves in Russia according to VNIIneft JSC

Запасы тяжелой высоковязкой нефти и природных битумов в России составляют около 6–7 млрд т. Большая часть этих ресурсов (71,4 %) сосредоточена в Волго-Уральском и Западно-Сибирском нефтегазоносных регионах. В Приволжском и Уральском регионах находится 60,4 % от общих запасов тяжелых и 70,8 % вязких нефтей и битумов. Месторождения этих полезных ископаемых обнаружены в Татарстане, Удмуртии, Башкортостане, Самарской и Пермской областях. Согласно различным исследованиям, в России имеется от 30 до 75 млрд т прогнозируемых ресурсов природных битумов всех видов. Без применения инновационных подходов их освоение представляется крайне сложным, даже если значительные объемы этих ресурсов расположены в благоприятных регионах с относительно развитой инфраструктурой.

Месторождения с высоковязкой нефтью часто представляют собой сложные и неоднородные коллекторы, где вязкость нефти может значительно затруднять извлечение углеводородов. Высоковязкие нефти содержат ценные высокомолекулярные углеводороды и их соединения, используемые в различных отраслях промышленности. Согласно лабораторным исследованиям в таких нефтях содержится много асфальтенов и смол, что значительно превышает их количество в легких нефтях с низкой вязкостью. Динамическая вязкость в сотни раз превышает соответствующие показатели легких нефтей. По разным источникам, динамическая вязкость может достигать значений 1 000 МПа и более. Наличие тяжелых углеводородных соединений в составе нефтей приводит к значительному повышению плотности как в пластовых, так и в нормальных условиях.

Проблемы добычи высоковязких нефтей из неоднородных коллекторов

Основные проблемы, связанные с добычей высоковязких нефтей из неоднородных коллекторов, включают:

- сложность в определении оптимальных параметров разработки месторождения, таких как давления, температуры и скорости добычи;
- необходимость использования специальных технологий и оборудования для повышения эффективности работы скважин и снижения энергопотребления;
- затраты на проведение дополнительных исследований и испытаний для определения свойств нефти и коллектора.

Неоднородные коллекторы могут характеризоваться различными геологическими и физическими свойствами, что влияет на распределение и свойства нефти, а также конкретно варьирующимися свойствами, такими как проницаемость, пористость и другие геологические параметры. Высокая вязкость нефти приводит к снижению скорости ее потока, что затрудняет процесс добычи. Это может при-

вести к неравномерному распределению нефти, а также сложностям в ее добыче. В результате происходит опережающая выработка запасов нефти, сосредоточенной в высокопроницаемых и высокопродуктивных коллекторах, формирование остаточных запасов в низкопроницаемых зонах коллекторов, быстрый рост обводненности и снижение темпов отбора.

Можно выделить следующие виды неоднородностей: геометрическую неоднородность строения кровли продуктивных горизонтов, тектоническую и литолого-фациальную, которые в процессе разработки усиливают флюидальную неоднородность.

Проблема добычи высоковязкой нефти в условиях геометрической неоднородности строения кровли продуктивных горизонтов заключается в неоптимальной системе разработки, которая не соответствует геологическим особенностям строения неоднородных пластов.

Тектонические неоднородности включают в себя различные геологические структуры, такие как разломы, складки и другие деформации земной коры, которые могут препятствовать потоку нефти и создавать неравномерные условия для добычи. Это может привести к формированию зон с различной проницаемостью, что в свою очередь усложняет процесс извлечения ресурсов [1].

Различия в составе и структуре породы могут приводить к изменению проницаемости и пористости, что затрудняет предположить поведение нефти в резервуарах. Например, слои с высокой проницаемостью могут сосредотачивать нефть, тогда как менее проницаемые слои могут блокировать ее движение. В свою очередь, разные фации могут иметь различные физические и химические свойства, что также усложняет извлечение высоковязкой нефти. Например, наличие карбонатных и песчаниковых фаций может влиять на доступность нефти и ее текучесть.

Анализ и оптимизация процесса добычи на месторождениях

Одними из наиболее известных месторождений с высоковязкой нефтью являются месторождения Канады (например Атлаская нефтяная песчаная формация) и Венесуэлы (ореховые битумы).

В России примером месторождения с высоковязкой нефтью является Верхозимское нефтяное месторождение, расположенное в Кузнецком и Камешкирском районах Пензенской области. Оно характеризуется сложным геологическим строением, расположено в зоне разломов и складок, что влияет на распределение нефтяных залежей, наличием нескольких продуктивных пластов, состоящих из терригенных отложений тульского и бобриковского горизонтов, а также карбонатных отложений турнейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы (табл. 1) [2].

Таблица 1

Table 1

Свойства пластовой нефти Верхозимского месторождения

Properties of reservoir oil of the Verkhozimskoye field

Показатель	Значение
Газосодержание, м ³ /т	8,55
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	0,938
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	104,7
Массовое содержание смол силикагелевых, %	26,74
Массовое содержание парафинов, %	3,67

Исходя из данных, приведенных в табл. 1, можно сделать вывод, что нефть этого месторождения является битуминозной, высоковязкой, сернистой, парафинистой и высокосмолистой. Разработка Верхозимского месторождения имеет свои особенности, связанные с высокой вязкостью нефти. Для эффективной добычи и транспортировки необходимо применять специальные технологии и оборудование.

На Верхозимском месторождении применялся комплекс методов увеличения нефтеотдачи, основанный преимущественно на тепловых технологиях. Основным методом стала закачка горячей воды через инжектор-смеситель, который реализуется через вертикальную нагнетательную скважину. При этом вода нагревается выше температуры парообразования и закачивается под давлением выше давления парообразования. В инжекторе-смесителе вода переходит в парообразное состояние, что приводит к повышению давления в пласте на 20–30 % [2].

Параллельно использовалась паротепловая обработка призабойной зоны скважин, которая проводилась циклически: периодическая закачка пара в насосно-компрессорные трубы с последующей выдержкой и добычей. Также применялась закачка пара в кольцевое пространство, при которой пар нагнетался к забою по кольцевому пространству, а нефть и конденсат добывались через колонну труб.

Результативность методов показала следующие особенности: закачка горячей воды через инжектор-смеситель обеспечила эффективное снижение вязкости нефти, создала дополнительную движущую силу и позволила охватить большую зону прогрева пласта при относительно низкой энергоемкости процесса.

Паротепловая обработка обеспечивала высокий дебит нефти после обработки и минимальные потери тепла по стволу скважины, хотя эффективность снижалась при последующих обработках. Несмотря на высокую эффективность, метод закачки пара имел существенные недостатки: значи-

тельную энергоемкость и относительно низкий коэффициент извлечения нефти, что делало его экономически нецелесообразным.

В результате анализа эффективности различных методов было установлено, что наиболее оптимальным для месторождения оказался метод закачки горячей воды через инжектор-смеситель. Этот метод позволил эффективно решать основные технологические задачи при добыче высоковязкой нефти, обеспечивая оптимальное соотношение между эффективностью и затратами. При его применении создавался необходимый энергетический потенциал в пласте, обеспечивалась достаточная зона воздействия и достигалась стабильная работа скважин. Для достижения максимальной эффективности при использовании данного метода необходимо было соблюдать следующие условия: использовать вертикальную схему закачки, контролировать давление выше давления парообразования, поддерживать температуру выше температуры парообразования, обеспечивать надежную изоляцию межтрубного пространства пакером и проводить регулярный мониторинг всех параметров процесса. В результате внедрения данного комплекса технологий удалось существенно повысить эффективность разработки месторождения и улучшить показатели добычи высоковязкой нефти [3].

Применение тепловых методов позволяет снизить вязкость нефти и повысить ее добычу, но, несмотря на свою распространенность, требуют колоссальных капиталовложений и специального оборудования. Их эффективность существенно падает с увеличением глубины залегания пластов, что делает их неприменимыми во многих современных условиях разработки (рис. 2). В современных экономических условиях проблема усугубляется постоянным ростом производственных затрат на фоне нестабильных цен на нефть. Это делает критически важным поиск более эффективных и экономически выгодных решений.

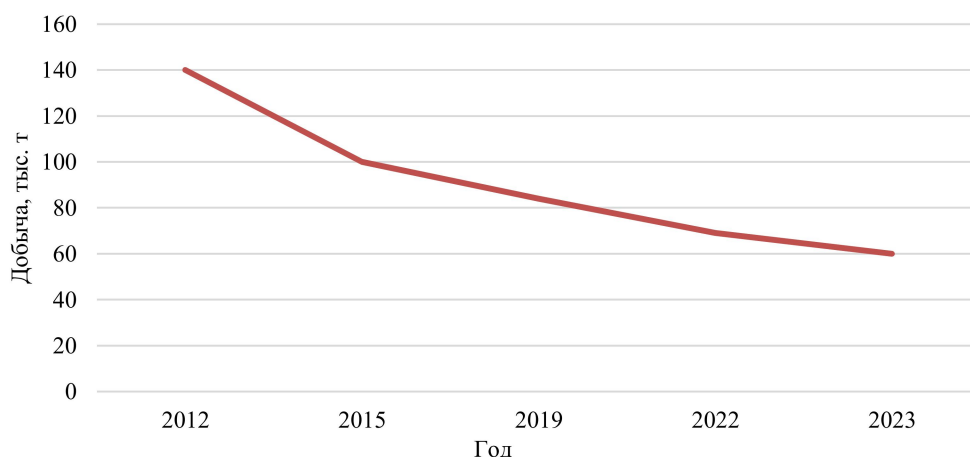


Рис. 2. Динамика добычи нефти при применении тепловых методов увеличения нефтеотдачи на Верхозимском месторождении

Fig. 2. Dynamics of oil production using thermal methods to increase oil recovery at the Verkhozimskoye field

Растущая сложность геологических условий разработки месторождений, необходимость повышения экологической безопасности и стремление к более стабильным и предсказуемым результатам добычи требуют принципиально новых подходов. Существующие методы, несмотря на многолетнюю историю развития и совершенствования, уже достигли своего технологического предела. В этих условиях разработка инновационных технологий становится не просто желательной, а необходимой задачей для всей нефтегазовой отрасли. Новые методы должны обеспечивать более высокий коэффициент извлечения нефти при одновременном снижении затрат на добычу. Они должны быть более универсальными, менее зависимыми от кон-

кретных условий пласта и оказывать минимальное воздействие на окружающую среду. Только создание таких технологий позволит нефтегазовой отрасли эффективно решать стоящие перед ней задачи в условиях постоянно меняющихся экономических и геологических условий разработки месторождений. Однако такие методы требуют значительных затрат и могут быть экономически оправданы только при больших объемах добычи.

В дополнение к уже применяемой технологии закачки горячей воды с использованием инжектора-смесителя целесообразно внедрить комбинированный метод парогравитационного дренирования (ПГД) с применением растворителей (рис. 3).



Рис. 3. Метод парогравитационного дренирования с применением растворителей

Fig. 3. The method of steam gravity drainage using solvents

Указанный на рис. 3 комбинированный метод ПГД с применением растворителей (SA-SAGD –

solvent-assisted steam-assisted gravity drainage) представляет собой инновационную технологию добычи

высоковязкой нефти, сочетающую преимущества ПГД и закачки растворителей. Технология реализуется следующим образом: бурятся две горизонтальные скважины на расстоянии 5–10 м друг от друга по вертикали (рис. 4). В верхнюю скважину одновременно закачивается пар в сочетании с легкими растворителями (пропан, бутан или этан). Раствори-

тели эффективно снижают вязкость нефти и уменьшают межфазное натяжение, что способствует созданию более проницаемых каналов для глубокого проникновения пара в пласт. Под воздействием силы тяжести разогретая нефть стекает к нижней скважине, откуда производится ее извлечение [4].

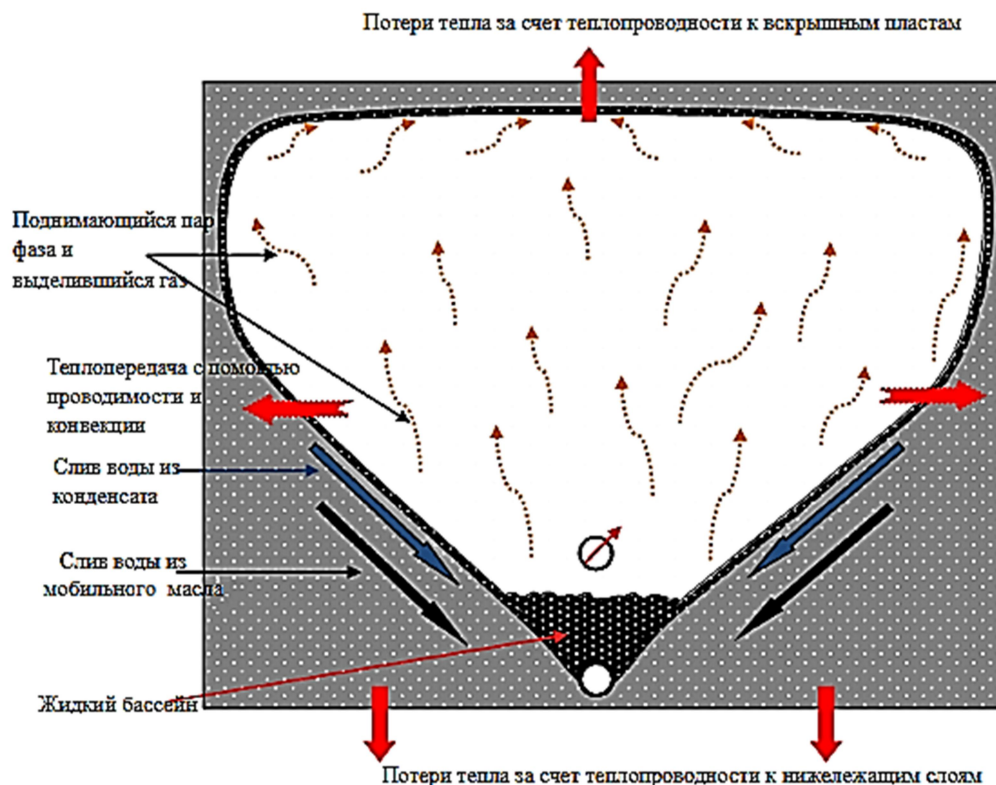


Рис. 4. Концептуальная блок-схема процесса SA-SAGD

Fig. 4. Conceptual flowchart of the SA-SAGD process

Первоначальная фаза запуска процесса длится несколько месяцев, в течение которых происходит установление связи между скважинами. После этого верхняя скважина переводится в режим закачки, а нижняя – в режим добычи. При достижении паровой камерой верхнего барьера происходит ее боковой рост, что способствует расширению зоны воздействия.

Данный метод обладает рядом существенных преимуществ: более высокой скоростью извлечения нефти; сниженного отношения пара к маслу; уменьшенного потребления энергии для производства пара и сокращения выбросов парниковых газов.

В процессе использования ПГД необходимо определить объем пара для закачки в скважину [5]. Паронефтяной фактор (ПНФ) (SOR, Steam-to-oil-ratio) – это отношение количества закачанного в пласт пара к количеству добытой нефти за счет процесса ПГД. Фактор зависит от геолого-физи-

ческих характеристик продуктивного пласта. Типичный ПНФ составляет 2–3. Следовательно, при добыче нефти в объеме 10 000 барр./сут и ПНФ, равном 3,0, требуемое количество пара будет: $3 \cdot 10\,000 = 30\,000$ барр./сут ($\sim 4\,770$ м³/сут). Технология особенно эффективна для разработки пластов с низкой проницаемостью, где традиционные методы могут быть менее результативными. Однако применение SA-SAGD требует учета определенных ограничений: необходимости тщательного выбора подходящего растворителя, более высокой стоимости по сравнению с традиционным SAGD, потребности в правильной утилизации растворителей и специальном оборудовании для работы с ними. Требуется также постоянный контроль параметров процесса для обеспечения оптимальной эффективности [6].

В процессе эксплуатации технологии SA-SAGD особое внимание уделяется контролю и регулирова-

нию параметров закачки. Оптимальное соотношение пара и растворителя подбирается индивидуально для каждого объекта на основе геолого-физических характеристик пласта. При этом важно учитывать коэффициент пористости, проницаемость породы, начальную вязкость нефти и ее плотность. Для обеспечения максимальной эффективности процесса необходимо поддерживать определенную температуру в пласте, которая должна быть выше температуры насыщения нефти паром, но ниже температуры ее термического разложения. Это позволяет достичь оптимального снижения вязкости нефти без риска ее деградации. Важным аспектом является также управление тепловыми потерями в процессе закачки пара. Для минимизации этих потерь применяются различные методы теплоизоляции скважин и трубопроводов, а также оптимизируется режим работы парогенераторных установок. При внедрении технологии особое внимание уделяется экологической безопасности: все используемые растворители должны быть экологически безопасными и легко утилизируемыми, а также необходимо обеспечить герметичность всей системы для предотвращения возможных утечек и выбросов в атмосферу. Для мониторинга процесса используются современные методы контроля, включая тер-

мометрию, резистивиметрию и акустическую эмиссию. Эти методы позволяют в режиме реального времени отслеживать распространение паровой камеры, движение фронта растворителя и эффективность извлечения нефти [6].

Экономическая эффективность метода достигается за счет повышения коэффициента извлечения нефти, снижения энергопотребления, возможности разработки низкопроницаемых пластов и сокращения операционных затрат в долгосрочной перспективе. В перспективе технология SA-SAGD может быть усовершенствована путем внедрения интеллектуальных систем управления процессом, что позволит еще более оптимизировать параметры закачки и повысить эффективность извлечения высоковязкой нефти. Также ведутся исследования по разработке новых, более эффективных растворителей и методов их утилизации.

Комбинированный метод ПГД с применением растворителей (SA-SAGD) успешно применяется на Ашальчинском месторождении. Нефть характеризуется высоким содержанием ароматических углеводородов, смолисто-асфальтеновых веществ, повышенной концентрацией сернистых соединений, высокими показателями плотности и вязкости, повышенной коксуемостью (табл. 2) [7].

Таблица 2

Table 2

Физико-химические свойства пластовой нефти Ашальчинского месторождения

Physico-chemical properties of reservoir oil from the Ashalchinskoye field

Показатель	Значение
Тип нефти	Битуминозный (по ГОСТ Р 51858–2002)
Плотность, кг/м ³	968,7
Кинематическая вязкость, 10 ⁻⁶ м ² /с	8 610,82
Смолы силикагелевые, %	25,2
Сера, %	3,39
Асфальтены, %	7,7
Содержание парафинонафтеновых и моноциклических ароматических углеводородов в остатке выше 350 °С	Более 50 % от углеводородов масляных фракций
Коксуемость, %	4,5

В процессе эксплуатации среднесуточный объем закачки пара достигает 85 000 кг, а объем закачки растворителя РП – 40 000 кг. Это позволяет достичь оптимального соотношения «растворитель : пар» (1 : 8,8), что существенно повышает эффективность процесса. В результате дебит по нефти составляет 27 т/сут, причем использование растворителя обеспечивает прирост дебита на 22,9 %. Метод демонстрирует значительные преимущества по сравнению с традиционными подходами: увеличивается скорость извлечения нефти; снижается отношение пара к маслу; уменьшается потребление энергии для производства пара; сокращаются выбросы парниковых газов. Особенно важно, что технология эффективна даже в коллекторах с низкой проницаемо-

стью, где другие методы могут быть менее результативными.

Успешное применение данного метода на Ашальчинском месторождении подтверждает его высокую эффективность и экономическую целесообразность. Технология позволяет не только повысить степень извлечения нефти, но и существенно сократить материальные затраты на добычу, что делает ее перспективной для дальнейшего распространения на других месторождениях с аналогичными характеристиками.

Так, комбинированный метод ПГД с применением растворителей представляет собой перспективное направление развития технологий добычи высоковязкой нефти, сочетающее высокую эффек-

тивность с возможностью адаптации к различным геологическим условиям.

Заключение

Таким образом, проблема добычи высоковязкой нефти в неоднородных коллекторах представляет собой сложную задачу, требующую применения инновационных технологий и методов. Неоднородность геологических структур и наличие различных примесей могут значительно затруднить процесс добычи нефти. Для ее оптимизации необходимо проводить детальные геологические и гидродинамические исследования, что позволит более точно моделировать условия в коллекторе и выбирать

адекватные технологии извлечения. Также важным направлением является внедрение инновационных методов и технологий, таких как использование современных ПНП-агентов и улучшенных систем управления процессами, которые могут существенно повысить эффективность разработки. Однако современные разработки в области геофизики, бурения и добычи позволяют улучшить эффективность и экономическую целесообразность работы на таких месторождениях. Важно продолжать исследования в этой области, чтобы обеспечить устойчивое и эффективное производство высоковязкой нефти в неоднородных коллекторах.

Список источников

1. Гурбатова И. П., Кузмин В. А., Михайлов Н. Н. Влияние структуры порового пространства на масштабный эффект при изучении фильтрационно-емкостных свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов // Геология нефти и газа. 2011. № 2. С. 74–82.
2. Березовский Д. А., Кусов Г. В., Шахмеликьян М. Г., Кумбе Э. Л. В. Анализ технологий теплового воздействия на пласты высоковязких нефтей месторождения Узень // Наука. Техника. Технологии (политехн. вестн.). 2017. № 3. С. 100–123.
3. Zubajrov A. Z., Merzlyakov V. F. Внутрипластовое горение как метод интенсификации добычи высоковязкой нефти (битумов) // Нефть и газ – 2016: сб. тез. юбилей. 70-й междунар. молодеж. науч. конф., приуроч. к III Нац. нефтегаз. форуму. Москва, 2016. Вып. 70. С. 194.
4. Пат. 2688713С1 Рос. Федерация. Способ разработки месторождения сверхвязкой нефти методом парогравитационного дренирования совместно с растворителем / Амерханов М. И., Береговой А. Н. и др. № 2018127475; заявл. 25.07.2018; опубл. 22.05.2022.
5. Mohammadzadeh O., Rezaei N., Chatzis I. Pore-Scale Performance Evaluation and Mechanistic Studies of the Solvent-Aided SAGD (SA-SAGD) Process Using Visualization Experiments B Omidreza Mohammadzadeh // Transport in Porous Media. 2015. N. 108 (2). С. 437–480.
6. Гомес А. Ш. С., Воробьев К. А. Анализ эффективности применения технологии парогравитационного дренирования // Сб. науч. тр. по материалам XI Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых «Геология в развивающемся мире». Пермь: Изд-во Перм. гос. нац. исс. ун-та, 2018. С. 69–72.
7. Гуссамов И. И., Петров С. М., Ибрагимова Д. А., Каюкова Г. П., Башкирцева Н. Ю. Компонентный и углеводородный состав битуминозной нефти Ашальчинского месторождения // Вестн. Казан. технолог. ун-та. 2014. Т. 17, № 10. С. 207–211.
1. Gurbatova I. P., Kuzmin V. A., Mikhajlov N. N. Vliyanie struktury porovogo prostranstva na masshtabnyj ehffekt pri izuchenii fil'tracionno-emkostnykh svojstv slozhnopostroennykh karbonatnykh kollektorov [The effect of the pore space structure on the scale effect in the study of filtration and capacitance properties of complex carbonate reservoirs]. *Geologiya nefii i gaza*, 2011, no. 2, pp. 74-82.
2. Berezovskij D. A., Kusov G. V., Shakhmelik'yan M. G., Kumbe EH. L. V. Analiz tekhnologij teplovogo vozdejstviya na plasty vysokovyazkikh neftej mestorozhdeniya Uzen' [Analysis of thermal impact technologies on high viscosity oil formations of the Uzen field]. *Nauka. Tekhnika. Tekhnologii (politehnicheskij vestnik)*, 2017, no. 3, pp. 100-123.
3. Zubajrov A. Z., Merzlyakov V. F. Vnutriplastovoe gorenje kak metod intensifikacii dobychi vysokovyazkoj nefii (bitumov) [In-situ gorenje as a method of intensification of extraction of high-viscosity oil (bitumen)]. *Neft' i gaz – 2016: sbornik tezisov yubilejnoj 70-j mezhdunarodnoj molodezhnoj nauchnoj konferencii, priurochennaya k III Nacional'nomu neftegazovomu forumu*. Moscow, 2016, vol. 70. P. 194.
4. Amerkhanov M. I., Beregovoy A. N. i dr. *Sposob razrabotki mestorozhdeniya sverkhvyazkoj nefii metodom parogravitacionnogo drenirovaniya sovmestno s rastvoritelem* [A method for developing an ultra-viscous oil field by steam-gravity drainage in conjunction with a solvent]. Patent RF, no 2018127475, 22.05.2022.
5. Mohammadzadeh O., Rezaei N., Chatzis I. Pore-Scale Performance Evaluation and Mechanistic Studies of the Solvent-Aided SAGD (SA-SAGD) Process Using Visualization Experiments B Omidreza Mohammadzadeh. *Transport in Porous Media*, 2015, no. 108 (2), pp. 437-480.
6. Gomes A. SH. S., Vorob'ev K. A. Analiz ehffektivnosti primeneniya tekhnologii parogravitacionnogo drenirovaniya [Analysis of the effectiveness of steam gravity drainage technology] // *Sbornik nauchnykh trudov po materialam XI Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh «Geologiya v raz-vivayushchemsya mire»*. Perm', Izd-vo Permskogo gosudarstvennogo nacional'nogo issledovatel'skogo universiteta, 2018. Pp. 69-72.
7. Gussamov I. I., Petrov S. M., Ibragimova D. A., Kayukova G. P., Bashkirceva N. Yu. Komponentnyj i uglevodorodnyj sostav bituminoznoj nefii Ashal'chinskogo mestorozhdeniya [Component and hydrocarbon composition of bituminous oil from the Ashalchinskoye field]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, 2014, vol. 17, no. 10, pp. 207-211.

Статья поступила в редакцию 23.04.2025; одобрена после рецензирования 26.11.2025; принята к публикации 05.12.2025
The article was submitted 23.04.2025; approved after reviewing 26.11.2025; accepted for publication 05.12.2025

Информация об авторах / Information about the authors

Ильмина Растямовна Абуталиева – кандидат геолого-минералогических наук; доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений; Астраханский государственный технический университет; ilmira171279@mail.ru

Ilmira R. Abutalieva – Candidate of Geologo-Mineralogical Sciences; Assistant Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields; Astrakhan State Technical University; ilmira171279@mail.ru

Елена Сергеевна Субботина – студент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений; Астраханский государственный технический университет; lunasol05@mail.ru

Elena S. Subbotina – Student of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields; Astrakhan State Technical University; lunasol05@mail.ru

