УДК 622.276

Авлаярова Наргиза Махмудовна, доцент

Каршинский государственный технический университет,

Узбекистан, г.Карши

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ CSS И SAGD ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ НА ОСНОВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Аннотация. В статье представлены результаты сравнительного исследования технологий циклической паростимуляции (CSS) и парогравитационного дренажа (SAGD) для разработки месторождений высоковязкой нефти. Выполнено гидродинамическое моделирование процесса теплового воздействия на пласт с использованием типовых параметров терригенного коллектора. Исследовано влияние температуры на вязкость нефти, рассчитаны показатели добычи и коэффициент извлечения нефти (КИН). Проведен технико-экономический анализ рассматриваемых технологий. Результаты показывают, что технология SAGD обеспечивает увеличение конечного КИН до 64,8 %, что на 21,3 % выше по сравнению с CSS. Несмотря на более высокие капитальные затраты, технология SAGD демонстрирует лучшую экономическую эффективность в долгосрочной перспективе.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, SAGD, CSS, гидродинамическое моделирование, коэффициент извлечения нефти, тепловые методы добычи.

Avlayarova Nargiza Makhmudovna

Associate Professor, Karshi State Technical University,

Karshi, Uzbekistan

EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF CSS AND SAGD TECHNOLOGIES FOR THE DEVELOPMENT OF HEAVY OIL FIELDS BASED ON HYDRODYNAMIC MODELING

Abstract. This article presents the results of a comparative study of Cyclic Steam Stimulation (CSS) and Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) technologies for the development of high-viscosity oil fields. Hydrodynamic modeling of the thermal recovery process was performed using typical parameters for a siliciclastic reservoir. The influence of temperature on oil viscosity was investigated, and production performance indicators—including the oil recovery factor (ORF)—were calculated. A technical and economic analysis of the technologies under consideration was conducted. The results indicate that the SAGD process increases the ultimate oil recovery factor to 64.8%—an improvement of 21.3% over the CSS method. Despite higher capital expenditures, SAGD demonstrates superior economic efficiency in the long term.

Keywords: high-viscosity oil, SAGD, CSS, hydrodynamic modeling, oil recovery factor, thermal recovery methods.

Введение

Мировые запасы высоковязкой нефти и природных битумов оцениваются в несколько триллионов баррелей. Значительная часть этих ресурсов относится к категории трудноизвлекаемых запасов. Вязкость нефти в пластовых условиях может достигать нескольких тысяч мПа·с, что делает применение традиционных методов разработки малоэффективным.

Для повышения нефтеотдачи применяются тепловые методы воздействия, основанные на снижении вязкости нефти путем нагрева пласта. Наибольшее распространение получили технологии циклической паростимуляции (CSS) и парогравитационного дренажа (SAGD).

Цель работы - количественная оценка эффективности технологий CSS и SAGD на основе гидродинамического моделирования и экономических расчетов.

Материалы и методы

Исходные данные модели

В качестве объекта исследования принят условный пласт высоковязкой нефти со следующими параметрами.

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика пласта

Параметр	Значение
Глубина залегания	450 м
Толщина пласта	22 м
Пористость	0,31
Проницаемость	2,5 Дарси
Начальная температура	22 °C
Пластовое давление	4,8 МПа
Начальная нефтенасыщенность	0,82
Вязкость нефти при 22 °C	8200 мПа·с
Геологические запасы	12 млн т

Гидродинамическая модель

Модель построена на основе трехмерной сетки размером:

- 50 × 50 × 12 блоков;
- общее число ячеек - 30 000;
- шаг сетки - 20 × 20 м.

Для описания тепломассопереноса использовались уравнения фильтрации Дарси:

$$q = -\frac{kA}{\mu}\frac{dP}{dx}$$

где: q - дебит; k - проницаемость; μ - вязкость нефти; dP/dx - градиент давления.

Зависимость вязкости нефти от температуры

Для расчета использовалась экспоненциальная зависимость:

$$\mu(T) = \mu_0 e^{-0.028(T-T_0)}$$

где:

- μ_0 = 8200 мПа·с;
- T_0 = 22 °С.

Расчетные значения

Температура, °С	Вязкость, мПа·с
22	8200
50	3740
75	1850
100	915
125	452
150	224
175	111
200	55

Рисунок 1 – Изменение вязкости нефти

Результаты

Результаты моделирования CSS

Сценарий предусматривал:

- закачку пара 20 суток;
- выдержку 10 суток;
- добычу 180 суток.

Продолжительность проекта - 10 лет.

Таблица 2 – Показатели CSS

Показатель	Значение
Накопленная добыча	5,22 млн т
Средний дебит	39 т/сут
КИН	43,5 %

Показатель	Значение
Паронефтяное отношение	3,8
CAPEX	42 млн долл.
OPEX	12,5 долл./баррель

Результаты моделирования SAGD

Для SAGD использовалась пара горизонтальных скважин длиной 900 м.

Период моделирования - 10 лет.

Таблица 3 – Показатели SAGD

Показатель	Значение
Накопленная добыча	7,78 млн т
Средний дебит	72 т/сут
КИН	64,8 %
Паронефтяное отношение	2,4
CAPEX	68 млн долл.
OPEX	8,7 долл./баррель

Сравнение коэффициента извлечения нефти

Полученные результаты показывают преимущество технологии SAGD над CSS по конечной нефтеотдаче.

Обсуждение

Проведенное моделирование показало, что эффективность тепловых методов определяется характером распределения тепла в пласте.

При использовании CSS зона прогрева локализуется вокруг скважины, вследствие чего часть запасов остается неохваченной воздействием.

В технологии SAGD формируется устойчивая паровая камера, которая постепенно расширяется вверх и в стороны, обеспечивая более полный охват пласта.

Рост температуры приводит к существенному уменьшению вязкости нефти, что положительно влияет на коэффициент подвижности:

$$\lambda = k \backslash \mu$$

Увеличение подвижности обеспечивает рост дебитов добывающих скважин и повышение конечной нефтеотдачи.

Полученные результаты хорошо согласуются с промышленным опытом разработки тяжелых нефтей, где КИН при SAGD обычно находится в диапазоне 55–70 %.

Технико-экономическая оценка

Для расчета использованы:

- цена нефти - 65 долл./баррель;
- ставка дисконтирования - 10 %;
- срок проекта - 10 лет.

Таблица 4 – Экономическое сравнение технологий

Показатель	CSS	SAGD
CAPEX, млн $	42	68
OPEX, $/баррель	12,5	8,7
NPV, млн $	118	243
IRR, %	19	31
Срок окупаемости, лет	5,6	4,1

Несмотря на более высокие капитальные вложения, технология SAGD обеспечивает почти двукратное увеличение чистой приведенной стоимости проекта.

Выводы

1. Проведено гидродинамическое моделирование разработки месторождения высоковязкой нефти с использованием технологий CSS и SAGD.

2. Установлено, что повышение температуры до 200 °C снижает вязкость нефти с 8200 до 55 мПа·с.

3. Технология CSS обеспечивает коэффициент извлечения нефти 43,5 %.

4. Технология SAGD позволяет увеличить КИН до 64,8 %, что на 21,3 процентного пункта выше по сравнению с CSS.

5. Значение NPV проекта при использовании SAGD составляет 243 млн долл., что более чем в два раза превышает аналогичный показатель для CSS.

6. Для месторождений с вязкостью нефти свыше 5000 мПа·с технология SAGD является наиболее эффективным вариантом разработки.

Список литературы

1. Butler R.M. Thermal Recovery of Oil and Bitumen. Prentice Hall, 1991.

2. Sheng J.J. Enhanced Oil Recovery Field Case Studies. Gulf Professional Publishing, 2013.

3. Speight J.G. Heavy Oil Recovery and Upgrading. Elsevier, 2019.

4. Green D.W., Willhite G.P. Enhanced Oil Recovery. SPE Textbook Series, 2018.

5. Ahmed T. Reservoir Engineering Handbook. Elsevier, 2019.

6. Thomas S. Enhanced Oil Recovery – An Overview // Oil & Gas Science and Technology. 2008. Vol. 63. No. 1. P. 9–19.

7. Farouq Ali S.M. Heavy Oil Recovery Processes: Development and Trends // Journal of Canadian Petroleum Technology. 2003. Vol. 42. No. 9. P. 21–27.

8. Gates I.D. Steam-Assisted Gravity Drainage: Current Status and Future Challenges // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 189.

9. Guo K., Zhao L. Thermal Recovery Technologies for Heavy Oil Reservoirs // Energy Reports. 2022. Vol. 8. P. 1013–1027.

10. Luo P., Wang J. Numerical Simulation of SAGD Performance in Heterogeneous Reservoirs // Fuel. 2023. Vol. 337. P. 127092.

11. Авлаярова, Н. М. (2026). Совершенствование технологий разработки месторождений высоковязкой нефти на основе комплексного применения тепловых методов воздействия. Экономика и социум, (6-2 (145)), 693-696.

12. Авлаярова, Н. М. (2026). Разработка высоковязких нефтяных месторождений: современные технологии и оценка эффективности методов повышения нефтеотдачи. Экономика и социум, (6-2 (145)), 697-700.

13. Авлаярова, Н. М. (2026). Эксплуатация высокообводненных нефтяных скважин на поздних стадиях разработки месторождений. Экономика и социум, (6-1 (145)), 1357-1360.

14. Авлаярова, Н. М. (2026). Совершенствование технологии эксплуатации высокообводненных нефтяных скважин на примере месторождения Кокдумалак. Экономика и социум, (6-1 (145)), 1361-1370.