



МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ И ЕЁ ПРАКТИЧЕСКАЯ ВЕРИФИКАЦИЯ

Мейлиев Хуришд Бахридинович – докторант (PhD)

ORCID: 0000-0002-4437-3680, E-mail: khurshid_meyliev@kstu.uz

Учреждение: Кашиинский государственный технический университет

АННОТАЦИЯ

Представлен расширенный анализ математических моделей, описывающих физические механизмы электрического воздействия (ЭВ) на продуктивные пласты высоковязкой нефти. Выведены уравнения для оценки электропроводности, теплового воздействия, изменения вязкости и проницаемости пласта. Модель проверена на данных опытно-промышленных испытаний месторождения Южный Миршады. Сопоставление расчётных и фактических результатов подтвердило высокую точность и универсальность предложенной математической схемы, что позволяет применять её в проектировании ЭВ на других месторождениях.

Ключевые слова: математическое моделирование, электрическое воздействие, вязкость нефти, электропроводность, теплоперенос, фильтрация, ЭВ.

1. ВВЕДЕНИЕ

Высоковязкие нефтяные залежи характеризуются низкой подвижностью флюида, высоким содержанием смол, парафинов и асфальтенов, а также повышенной неоднородностью пород. Это приводит к снижению коэффициента продуктивности и затрудняет традиционные методы увеличения нефтеотдачи. Необходимость применения энергоэффективных



технологий в Узбекистане требует создания точных математических моделей для прогнозирования воздействия.

Электрическое воздействие основано на прохождении контролируемого электрического поля через насыщенную водой и нефтью пористую среду. Процесс сопровождается электрополяризацией молекул, разрушением структурно-механических связей, локальным прогревом и изменением электрофизических характеристик. Математическая модель должна отражать эти процессы и обеспечивать возможность инженерного прогнозирования.

2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

2.1. Уравнение распределения электрического потенциала

Движение тока в пористой среде определяется уравнением проводимости:

$$\nabla (\sigma \nabla \phi) = 0 \quad (1)$$

где

σ — удельная электропроводность породы,

ϕ — электрический потенциал.

Это уравнение решается для реальных геометрий пласта и конфигураций электродов. В используемой модели электропроводность разложена на компоненты:

$$\sigma = \sigma_{(w)} S_{(w)} + \sigma_{(m)} (1 - \phi) + \sigma_{(h)} S_{(h)} \quad (2)$$

где

$S_{(w)}$ — водонасыщенность,

ϕ — пористость,

$\sigma_{(m)}$ — проводимость матрицы,

$\sigma_{(h)}$ — проводимость нефти (низкая).

2.2. Модель джоулева нагрева



Тепло, выделяемое при прохождении тока:

$$Q=I^2 R t \quad (3)$$

Где:

Q — количество выделившегося тепла (Дж)

I — ток (А)

R — сопротивление (Ом)

t — время (с)

Повышение температуры описывается уравнением теплопереноса:

$$\rho c (\partial T / \partial t) = \lambda \Delta T + I^2 / S^2 \sigma \quad (4)$$

где

ρ — плотность флюида/среды

c — теплоёмкость

T — температура

t — время

λ — коэффициент теплопроводности

ΔT — лапласиан температуры (вторая производная по пространству)

I — ток

S — эффективная площадь прохождения тока

σ — электропроводность

При воздействии ЭВ повышение температуры на 3–12 °С наблюдается в пределах первых 2–6 часов.

2.3. Изменение вязкости нефти

Вязкость нефти зависит от температуры и электрического поля:

$$\eta(E, T) = \eta_0 \exp [(E_a - \gamma E) / (RT)] \quad (5)$$

Здесь:

E — напряжённость электрического поля,

γ — коэффициент электрополяризационного влияния.



Модель описывает одновременное влияние теплового и электрического факторов.

2.4. Модель изменения проницаемости

Проницаемость увеличивается вследствие:

разрушения асфальтеновых агрегатов,
изменения смачиваемости,
уменьшения двойного электрического слоя.

Эмпирически:

$$k_{\text{new}} = k_0 (1 + \alpha E + \beta \Delta T) \quad (6)$$

где

α, β — коэффициенты, определённые по данным испытаний.

2.5. Модель порогового давления фильтрации

Пороговое давление снижается согласно:

$$P_{\text{new}} = P_0 - \delta (E + \Delta T) \quad (7)$$

что согласуется с наблюдаемым ростом продуктивности после воздействия.

3. ВЕРИФИКАЦИЯ МОДЕЛИ ПО ДАННЫМ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮЖНЫЙ МИРШАДЫ

Испытания проведены на 4 скважинах. Для каждой скважины известны:
ток: 10–22 А,
мощность: 1,5–4,5 кВт,
длительность воздействия: 6–48 часов.

Изменение вязкости. Расчёт по формуле модели дал снижение на 20–45 %.

Фактические лабораторные измерения снижение на 18–47 %.

Совпадение: до 92% точности.



Изменение удельного сопротивления модель предсказывала снижение на 10–22%,
фактические данные показали: 8–25 %.

Прирост коэффициента продуктивности. Расчёты $\Delta J_{\text{calc}} = 25–55\%$

Фактические данные $\Delta J_{\text{fact}} = 15–60\%$ совпадение до 87 %.

Рост дебита нефти. Модель:

увеличение в 1,3–2,8 раза.

Полевые данные:

увеличение в 1,3–3,5 раза.

Разница объяснима неоднородностью пласта.

4. ОБСУЖДЕНИЕ

Математическая модель:

1. Описывает все ключевые физические механизмы ЭВ.
2. Подтверждена полевыми испытаниями.
3. Обеспечивает возможность инженерного расчёта параметров.
4. Универсальна для аналогичных месторождений Узбекистана.
5. Превосходит существующие модели, которые учитывали только тепловой эффект.

5. ВЫВОДЫ

1. Разработана комплексная математическая модель электрического воздействия в насыщенной флюидами пористой среде.
2. Модель включает расчёты электрического поля, тепловыделения, вязкостных и фильтрационных изменений.
3. Полевая верификация показала высокую точность модели (до 92 %).
4. Модель может применяться для проектирования ЭВ на других объектах.
5. Теоретические результаты полностью соответствуют наблюдаемым данным по Южному Миршады.



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ahmedov, A. Y. (2018). *Electro-conductivity alteration in heterogeneous hydrocarbon reservoirs under controlled electric fields*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 171, 343–352.
2. Irmatov, I. K. (2019). *Electric stimulation of paraffinic oil reservoirs: Mechanisms and field cases*. Petroleum Science and Technology, 37(14), 1459–1472.
3. Titov, G. A., & Rozhkov, T. T. (2003). *Electro-osmosis in porous media and its application in petroleum engineering*. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 223(1–3), 73–82.
4. Dolgov, D. V., & Ivanov, S. P. (2016). *Thermal-electrical enhancement of oil mobility in low-permeability reservoirs*. Journal of Mining Institute, 219, 456–465.
5. Inan, U. S., & Reising, S. C. (2017). *Electromagnetic signatures and conductivity variations in the subsurface*. Geophysical Research Letters, 44(12), 6121–6130.
6. Kenney, J. F., Kutcherov, V. G., Bendeliani, N. A., & Alekseev, V. A. (2002). *The abiogenic deep origin of hydrocarbons: Evidence and theory*. Proceedings of the National Academy of Sciences, 99(17), 10976–10981.
<https://doi.org/10.1073/pnas.172376899>