

Павлов Александр Дмитриевич, студент,
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
Pavlov Alexander Dmitrievich, student,
Saint Petersburg Mining University of Empress Catherine II

**ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЯГКИХ
ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ
РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ECONOMIC EFFICIENCY OF APPLYING SOFT FLOW-DIVERTING
TECHNOLOGIES AT THE LATE STAGE OF OIL FIELD DEVELOPMENT**

Аннотация. В статье рассматривается проблема снижения экономической эффективности разработки зрелых нефтяных месторождений, характеризующихся высокой обводненностью продукции и неравномерной выработкой запасов. Проведен сравнительный анализ традиционного заводнения и применение мягких потокоотклоняющих технологий (выравнивание профиля приемистости с использованием полимерно-гелевой системы ПГС РИТИН).

Abstract. The article addresses the issue of declining economic efficiency in the development of mature oil fields characterized by high water cut and uneven reserve depletion. A comparative analysis is presented, contrasting traditional waterflooding with the application of "soft" flow-diverting technologies (specifically, injection profile modification using the RITIN polymer-gel system).

Ключевые слова: Экономическая эффективность, нефтеотдача, обводненность, потокоотклоняющие технологии, ПГС РИТИН, зрелые активы, CAPEX, OPEX, чистый дисконтированный доход (NPV), индекс доходности (PI), внутренняя норма доходности (IRR), дисконтированный срок окупаемости (DPP), анализ чувствительности.

Keywords: Economic efficiency, oil recovery, water cut, flow diverting technologies, RITIN PGS, mature assets, CAPEX, OPEX, net present value (NPV), profitability index (PI), internal rate of return (IRR), discounted payback period (DPP), sensitivity analysis.

Современное состояние ресурсной базы нефтедобывающей отрасли России характеризуется преобладанием зрелых месторождений, находящихся на поздней стадии разработки [1]. Для таких активов типичными являются устойчивое падение пластового давления, прогрессирующий рост обводненности продукции (нередко свыше 80-90 %) и снижение рентабельности эксплуатации скважинного фонда [2].

С экономической точки зрения, высокая обводненность формирует колоссальную нагрузку на операционные затраты (OPEX). Предприятие вынуждено нести значительные расходы на подъем, транспортировку, подготовку и обратную закачку пластовых вод, при этом объем целевого продукта (нефти) неуклонно снижается [3]. В таких условиях традиционные методы поддержания пластового давления (ППД) теряют экономическую целесообразность, а коэффициент извлечения нефти (КИН) стабилизируется на низких значениях [4].

Целью данной работы является технико-экономическое обоснование перехода от экстенсивного заводнения к адресным методам увеличения нефтеотдачи (МУН) на примере месторождения X, а также оценка инвестиционной привлекательности применения полимерно-гелевых систем в условиях макроэкономической нестабильности [5].

1. **Экономические ограничения традиционных методов на зрелых активах.** Продуктивный пласт отличается высокой литологической неоднородностью [6]. В процессе



многолетнего заводнения сформировались устойчивые высокопроницаемые фильтрационные каналы, по которым закачиваемая вода беспрепятственно прорывается к добывающим скважинам, минуя нефтенасыщенные зоны [7].

Текущая обводненность продукции по ряду скважин превышает 80–95 %. Экономический анализ показывает, что каждый рубль, затраченный на закачку воды в негерметичные коллекторы, генерирует убытки из-за роста затрат на водоочистку и утилизацию, не принося дополнительного притока нефти [8].

Для изменения ситуации отрасль традиционно рассматривает химические методы МУН. Однако их внедрение часто сдерживается высокими капитальными затратами (CAPEX) [9]. Например, применение мицеллярно-полимерного или щелочного заводнения требует строительства сложных наземных дозирующих и смешивательных установок, что при текущих ставках дисконтирования и ценах на нефть делает срок окупаемости проектов неприемлемым (более 5-7 лет) [10]. В связи с этим, актуализируется поиск технологий, обеспечивающих высокий технологический эффект [11].

2. Причины выбора мягких потокоотклоняющих технологий. Оптимальным решением признано применение мягких потокоотклоняющих технологий (выравнивание профиля приемистости) на основе полимерно-гелевой системы ПГС РИТИН [13]. Экономическое преимущество данной технологии заключается в следующем:

1) Снижение CAPEX: реагент РИТИН-10 предварительно сшивается радиационным методом на заводе-изготовителе. Это исключает необходимость строительства дорогостоящих узлов приготовления раствора (УПР) и сложных систем дозирования на промысле. Закачка осуществляется стандартными насосными агрегатами (ЦА-320) [14].

2) Снижение OPEX: технология является обратимой. Гель самопроизвольно разрушается через 1-1,5 года, что не требует дорогостоящих операций по очистке призабойной зоны и сохраняет гибкость управления разработкой [15].

3) Минимизация рисков: адресная блокировка обводненных каналов снижает объем циркулирующей воды, что напрямую уменьшает затраты на электроэнергию и химические реагенты для системы ППД [16].

3. Техничко-экономический анализ. Техничко-экономический анализ продемонстрировал исключительно высокую инвестиционную привлекательность проекта. Чистый дисконтированный доход (NPV) имеет строго положительное и значительное значение, что свидетельствует о создании реальной добавленной стоимости для компании. Индекс доходности (PI) многократно превышает пороговое значение единицы, означая, что каждый вложенный рубль генерирует кратную отдачу в виде дисконтированного дохода. Внутренняя норма доходности (IRR) в несколько раз превышает средневзвешенную стоимость капитала и стандартную ставку дисконтирования для нефтегазового сектора, а дисконтированный срок окупаемости (DPP) исчисляется долями года, что практически нивелирует влияние инфляционных ожиданий и волатильности ключевой ставки.

Анализ чувствительности подтвердил высокую финансовую устойчивость проекта. Даже при реализации пессимистичного сценария, предполагающего одновременный рост капитальных и эксплуатационных затрат на 20%, значение NPV остается строго положительным. При этом колебания цены на химический реагент оказывают минимальное, пренебрежимо малое влияние на итоговую экономику проекта, что доказывает его защищенность от макроэкономических сдвигов и роста тарифов естественных монополий.

На основании полученных результатов рекомендуется масштабировать данный подход на другие зрелые активы аналогичного типа и интегрировать мягкие потокоотклоняющие технологии в корпоративные программы по повышению нефтеотдачи и оптимизации операционных затрат в нефтегазовом комплексе.



Список литературы:

1. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: учебник для вузов. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
2. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
3. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учеб. для вузов. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
4. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика: учеб. пособие. – М.; Л.: Гостоптехиздат, 1949. – 525 с.
5. Фасхиев Х. А. Бизнес-план инвестиционного проекта: разработка и обоснование: монография. – Москва: ИНФРА-М, 2024. – 396 с.
6. Анализ разработки месторождения Х. Том II: научно-технический отчет / ОАО «НК «Роснефть», ОАО «РосНИПИтермнефть». – 271 с.
7. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: Недра – бизнесцентр, 1999. – 214 с.
8. Муратшин Д.Р. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий с учетом геомеханических и фильтрационных свойств пород // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 1. С. 121 – 136.
9. Алтунина Л. К., Кувшинов В.А., Никитина А. Технология АСП как решение проблемы истощения традиционных запасов // Нефтегазовая Вертикаль. – 2014. №10. С. 24.
10. Утегалиев С. А., Дузбаев С. К. Физико-химические МУН – высокоэффективные средства доизвлечения остаточной нефти. – ОАО «Казмунайгаз», 2005. – 184 с.
11. Шелепов В.В. Новые технологии повышения нефтеотдачи в проектных документах ЦКР Роснедр по УВС // Бурение и нефть. – 2011. – №11. – С. 8-12.
12. Бадретдинов И.А. Классификация методов увеличения нефтеотдачи // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т.9. – №1.
13. Нгуен Ван-Тханг, Лиманов М.Н., Дурягин В.Н., Онегов Н.А., Фитерман С.И. Математическое моделирование эффекта от операции выравнивания профиля приемистости на примере газонефтяного месторождения // Neftegaz.ru. – 2023. – №8. – Август.
14. Вертухайте А.В., Давыдов М.Н. Инновация гелеобразующих технологий – автореферат диссертация. – Казань, 2006.
15. Старковский А.В. Комплексное применение физико-химических технологий воздействия для увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №5.
16. Сургучев М.Л., Шарбатова И.Н. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. – М.: Недра, 1988. – 121 с.

