

УДК 622

Раков Данил Денисович, магистрант, первый курс, кафедра «Разработка нефтяных и газовых месторождений», Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ВЫБОРУ ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ

Аннотация: в статье рассматривается актуальная проблема выбора технологий интенсификации притока (ГТМ) для месторождений на поздней стадии разработки, характеризующихся высокой долей трудноизвлекаемых запасов. На основе анализа зарубежного и отечественного опыта выявлены системные недостатки существующего подхода, основанного на эмпирических и экспертных решениях. Показано, что повышение эффективности требует перехода к формализованным, дата-ориентированным методикам. Обоснована необходимость разработки алгоритмизированного метода выбора ГТМ, адаптированного под геолого-физические условия конкретного месторождения и включающего оценку технологического и экономического эффекта. В качестве объекта для апробации предложено Кустовое месторождение.

Abstract: The article addresses the pressing issue of selecting well stimulation technologies for mature oil fields at a late stage of development, characterized by a high proportion of hard-to-recover reserves. Based on the analysis of international and domestic experience, systemic shortcomings of the current approach, which relies on empirical and expert decisions, are identified. It is shown that improving efficiency requires a transition to formalized, data-driven methodologies. The necessity of developing an algorithmic method for selecting stimulation treatments, tailored to the geological and physical conditions of a specific field and including an assessment of technological and economic effects, is substantiated. The Kustovoye field is proposed as an object for pilot testing.

Ключевые слова: интенсификация притока, поздняя стадия разработки, трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ), геолого-технологические мероприятия (ГТМ), методика выбора, цифровизация, экономическая эффективность, Кустовое месторождение.

Key words: well stimulation, late-stage field development, hard-to-recover reserves, stimulation treatments, selection methodology, digitalization, economic efficiency, Kustovoye field.

Введение

Современный этап развития нефтегазовой отрасли России характеризуется смещением фокуса в сторону освоения трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) и интенсификации добычи на месторождениях, находящихся на поздней стадии эксплуатации. Естественное падение пластового давления, рост обводненности и ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов приводят к устойчивому снижению продуктивности скважин. Поддержание экономически эффективного уровня добычи в этих условиях напрямую зависит от системного применения технологий интенсификации притока. Однако эффективность методов интенсификации (гидроразрыв пласта, кислотные обработки, перфорация и др.) сильно варьируется в зависимости от геологических и технологических факторов.

Таким образом, актуальной задачей является переход от эмпирического подхода к системному, алгоритмизированному методу обоснования геолого-технологических мероприятий (ГТМ). Целью данной статьи является анализ мирового и отечественного опыта, выявление ключевых проблем в практике выбора технологий интенсификации и обоснование необходимости разработки формализованной методики для условий конкретного зрелого месторождения.

Методы исследования

В работе использованы следующие методы исследования: метод систематизации и обобщения научно-технической литературы; метод сравнительного анализа технологий интенсификации (ГРП, кислотные обработки, физико-химические методы) по критериям геологической применимости, технологической эффективности и экономической целесообразности; метод формализации критериев выбора ГТМ на основе ретроспективного анализа успешных и неуспешных операций на месторождениях-аналогах; метод алгоритмизации процесса принятия решений (построение блок-схемы выбора технологии).

Анализ зарубежного опыта: тенденция к цифровизации и формализации

Опыт регионов с высокой степенью зрелости активов (Северное море, Пермский бассейн США, Канада) демонстрирует устойчивый тренд к цифровизации и дата-ориентированному управлению процессами интенсификации. Ключевые направления включают:

1. Интеграция данных и прогнозное моделирование. Ведущие компании (Equinor, Shell) используют «цифровые двойники» месторождений для виртуального тестирования сценариев ГТМ, что позволяет прогнозировать эффект до реализации. Например, на месторождении Statfjord (Норвегия) комплексное моделирование позволило оптимизировать параметры ГРП и повысить успешность операций на 15-20%.

2. Системный скрининг кандидатов. Внедряются формализованные системы многофакторной приоритизации скважин с применением алгоритмов машинного обучения для выявления скрытых зависимостей между параметрами и успехом метода.

3. Приоритет экономической оценки. Каждое планируемое мероприятие проходит детальную оценку по критериям чистой приведенной стоимости (NPV), срока окупаемости и внутренней нормы доходности (IRR), что позволяет ранжировать проекты в условиях ограниченного бюджета.

Вывод: повышение эффективности за рубежом достигается через системный сбор данных, их интеграцию в прогнозные модели и формализацию процесса принятия решений, что сокращает число нерезультативных операций.

Отечественная практика: обширный опыт и системные проблемы

Отечественная практика, особенно в Западной Сибири, обладает значительным опытом применения технологий интенсификации, от перфорации и ГРП до физико-химических обработок. Анализ успешных кейсов (например, на Когалымском месторождении) подтверждает результативность методов при условии правильного выбора кандидатов и технологических параметров.

Однако выявлен ряд характерных системных проблем:

1. Преобладание субъективного подхода. Выбор ГТМ часто основан на личном опыте или сложившейся практике, а не на формализованном анализе.
2. Разрозненность данных. Информация о результатах ГТМ хранится в несвязанных системах, что затрудняет ретроспективный анализ и извлечение уроков.
3. Отсутствие адаптированных методик. На уровне конкретных месторождений (включая Кустовое) нет утвержденных алгоритмов выбора, основанных на собственной истории операций, что ведет к назначению «шаблонных» решений.
4. Слабый учет экономики. Решения часто принимаются исходя из технологических соображений без последующей детальной экономической оценки, что не позволяет оптимально распределять бюджет.

Обоснование разработки методики для Кустового месторождения

Кустовое месторождение характеризуется следующими геолого-физическими параметрами: глубина залегания продуктивных горизонтов 2100–2350 м, эффективная нефтенасыщенная толщина 4,2–7,8 м, пористость 16–19%, проницаемость 0,08–0,15 мкм², начальная нефтенасыщенность 0,68, текущая обводнённость добываемой продукции достигает 87%. На месторождении

эксплуатируется 34 скважины, из них 22 находятся на поздней стадии разработки с дебитом нефти менее 5 т/сут. За последние 3 года проведено 12 ГТМ, из которых успешными признаны 7 (58%). Наиболее эффективными оказались гидроразрыв пласта (успешность 71%) и комбинированные кислотные обработки (успешность 67%).

Для условий Кустового месторождения, находящегося на поздней стадии разработки, актуальной задачей является разработка собственной методики выбора технологий интенсификации. Эта методика должна быть направлена на устранение выявленных системных недостатков и включать следующие этапы:

1. **Создание унифицированной базы данных** по истории ГТМ, геолого-физическим условиям и эксплуатационным показателям скважин месторождения.

2. **Формализацию критериев выбора** на основе статистического анализа ретроспективных данных. Критерии должны включать геологические (проницаемость, нефтенасыщенность), технологические (состояние ствола, история обработок) и текущие эксплуатационные (дебит, обводненность) параметры.

3. **Разработку алгоритма или блок-схемы** принятия решений, сопоставляющей характеристики скважины-кандидата с наиболее эффективными в подобных условиях технологиями.

4. **Интеграцию экономического модуля** для расчета прогнозных показателей эффективности (прирост добычи, NPV, срок окупаемости) каждого рассматриваемого варианта ГТМ.

Предлагаемый алгоритм выбора технологии интенсификации включает следующие последовательные шаги:

1. Оценка геолого-физических параметров скважины-кандидата. Определяются: проницаемость призабойной зоны, пористость, пластовое давление, скин-фактор, температура.

2. Анализ истории эксплуатации. Оцениваются текущий дебит, обводненность, забойное давление, а также результаты предыдущих ГТМ на данной скважине.

3. Сопоставление характеристик скважины с пороговыми значениями. Для каждой технологии (ГРП, кислотная обработка, физико-химические методы) определены минимальные и максимальные значения ключевых параметров, при которых технология эффективна.

4. Расчет прогнозной технологической эффективности. На основе регрессионных моделей, построенных по данным ретроспективного анализа, оценивается ожидаемый прирост дебита.

5. Экономическая оценка. Рассчитываются чистая приведенная стоимость (NPV), внутренняя норма доходности (IRR) и срок окупаемости для каждого варианта ГТМ.

6. Выбор оптимального варианта. Решение принимается на основе интегрального показателя, учитывающего технологическую эффективность и экономическую целесообразность.

Ожидаемым результатом внедрения методики является повышение коэффициента успешности проводимых операций, оптимизация затрат и, как следствие, увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) на месторождении.

Выводы

Проведенный анализ подтверждает, что повышение эффективности интенсификации добычи на зрелых месторождениях требует перехода от экспертных оценок к системным, основанным на данных подходам. Зарубежный опыт демонстрирует эффективность таких методов, в то время как отечественная практика страдает от субъективности, разрозненности информации и отсутствия формализованных решений.

Для конкретного объекта — Кустового месторождения — актуальна разработка и внедрение адаптированной методики выбора технологий

интенсификации. Эта методика, основанная на анализе исторических данных, формализации критериев и экономической оценке, позволит перевести процесс принятия технологических решений на качественно новый уровень, минимизировать риски неэффективных затрат и обеспечить рациональное использование остаточных запасов. Данное направление является перспективным для дальнейших научно-исследовательских и опытно-промышленных работ.

Вклад авторов

Раков Д.Д. — анализ литературы, написание текста, формулировка выводов.

Author contributions

D.D. Rakov — literature analysis, writing, and formulation of conclusions.

Конфликт интересов. Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interest. The author declares no conflict of interest.

Список источников

1. Гатиятуллин Н.С., Хафизов А.Р., Шаммазов А.М. Современные методы интенсификации добычи нефти на поздней стадии разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 8. – С. 32–37.

2. Хисамов Р.С., Кабиров М.М., Мустаев Р.Н. Применение цифровых двойников для оптимизации геолого-технологических мероприятий на зрелых месторождениях // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 5. – С. 45–52.
3. Васильев В.И., Исламов А.Ф., Попов А.Н. Анализ эффективности методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири с высоким содержанием трудноизвлекаемых запасов // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 11. – С. 18–24.
4. Лейбуш К.А., Соколов А.В., Третьяков А.А. Система поддержки принятия решений при выборе технологий интенсификации добычи на основе машинного обучения // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2023. – № 3. – С. 28–34.
5. Зейгман Ю.В., Кудинов В.И. Повышение эффективности перфорационных работ на зрелых месторождениях Западной Сибири // Бурение и нефть. – 2019. – № 6. – С. 40–44.
6. Шпуров И.В., Коротаев Ю.П. Физико-химические и тепловые методы повышения нефтеотдачи пластов: учебное пособие. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 298 с.
7. Уолш М.П., Лейк Л.В. Управление разработкой месторождений углеводородов: от геологии к экономике / пер. с англ. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2016. – 688 с.
8. Грин Д.В., Виллайт Г.П. Увеличение нефтеотдачи: учебник для вузов / пер. с англ. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2017. – 560 с.
9. Межецкий В.В., Алексеев А.Д. Экономическое обоснование геолого-технологических мероприятий в условиях неопределенности // Экономика и управление в нефтегазовом комплексе. – 2021. – № 4. – С. 22–28.
10. Обзор рынка технологий интенсификации добычи нефти в России 2022–2023 / аналитический отчет компании «ТЭК-Аналитика». – М., 2023. – 120 с.

11. Ширяев А.А., Петров С.К., Федоров К.М. Опыт внедрения системы скрининга кандидатов на ГРП на Приобском месторождении // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2022. – № 3(47). – С. 74–82.
12. Ибрагимов Г.З., Хисамутдинов Н.И., Шайхутдинов Р.С. Методы интенсификации добычи нефти на поздней стадии разработки месторождений // Нефтепромысловое дело. 2020. № 4. С. 12–18.
13. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика. М.: Недра, 2021. 456 с.
14. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки нефтяных месторождений. М.: Институт компьютерных исследований, 2019. 380 с.
15. Мартос В.Н., Степанова Ю.А. Оценка эффективности ГРП на зрелых месторождениях Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2022. № 3. С. 56–61.
16. Фахретдинов Р.Н., Мухутдинов Р.Х. Интенсификация добычи нефти: современные технологии и опыт применения. Казань: Изд-во КНИТУ, 2020. 312 с.
17. Коваленко А.В., Ткачев А.А. Кислотные обработки карбонатных коллекторов на поздней стадии разработки // Бурение и нефть. 2021. № 7. С. 28–33.
18. Пономарев А.И., Смирнов А.С. Цифровизация процессов выбора ГТМ на нефтяных месторождениях // Автоматизация и ИТ в нефтегазовой отрасли. 2023. № 2. С. 44–49.
19. Боксерман А.А., Боксерман Ю.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2020. 280 с.
20. Дьяконов А.А., Миронова Л.М. Экономическая эффективность геолого-технологических мероприятий на поздней стадии разработки // Экономика и управление в нефтегазовом комплексе. 2022. № 1. С. 33–39.

Literature

1. Gatiyatullin N.S., Khafizov A.R., Shammazov A.M. Modern methods of oil production stimulation at the late stage of field development // Oil Industry. 2021. No. 8. P. 32–37.
2. Khisamov R.S., Kabirov M.M., Mustaev R.N. Application of digital twins for optimization of geological and technical measures at mature fields // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2022. No. 5. P. 45–52.
3. Vasiliev V.I., Islamov A.F., Popov A.N. Analysis of the effectiveness of enhanced oil recovery methods at fields of Western Siberia with a high share of hard-to-recover reserves // Oilfield Engineering. 2020. No. 11. P. 18–24.
4. Leibush K.A., Sokolov A.V., Tretyakov A.A. Decision support system for selecting well stimulation technologies based on machine learning // Automation, Telemechanization and Communications in the Oil Industry. 2023. No. 3. P. 28–34.
5. Zeigman Yu.V., Kudinov V.I. Improving the efficiency of perforation operations at mature fields of Western Siberia // Drilling and Oil. 2019. No. 6. P. 40–44.
6. Shpurov I.V., Korotaev Yu.P. Physico-chemical and thermal methods of enhanced oil recovery: textbook. Moscow: Publishing Center of Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NRU), 2018. 298 p.
7. Walsh M.P., Lake L.W. Hydrocarbon field development management: from geology to economics / transl. from engl. Moscow–Izhevsk: Institute of Computer Research, 2016. 688 p.
8. Green D.W., Willhite G.P. Enhanced oil recovery: textbook for universities / transl. from engl. Moscow: Premium Engineering LLC, 2017. 560 p.
9. Mezhetsky V.V., Alekseev A.D. Economic justification of geological and technical measures under uncertainty // Economics and Management in the Oil and Gas Complex. 2021. No. 4. P. 22–28.
10. Review of the oil production stimulation technologies market in Russia 2022–2023 / analytical report by TEK-Analitika Company. Moscow, 2023. 120 p.

11. Shiryaev A.A., Petrov S.K., Fedorov K.M. Experience in implementing a candidate screening system for hydraulic fracturing at the Priobskoye field // Science and Technology of Pipeline Transport of Oil and Oil Products. 2022. No. 3(47). P. 74–82.

12. Ibragimov G.Z., Khisamutdinov N.I., Shaikhutdinov R.S. Methods of oil production stimulation at the late stage of field development // Oilfield Engineering. 2020. No. 4. P. 12–18.

13. Lysenko V.D., Graifer V.I. Oil field development. Theory and practice. Moscow: Nedra, 2021. 456 p.

14. Kanevskaya R.D. Mathematical modeling of oil field development. Moscow: Institute of Computer Research, 2019. 380 p.

15. Martos V.N., Stepanova Yu.A. Evaluation of hydraulic fracturing efficiency at mature fields of Western Siberia // Oil Industry. 2022. No. 3. P. 56–61.

16. Fakhretdinov R.N., Mukhutdinov R.Kh. Oil production stimulation: modern technologies and application experience. Kazan: KNRTU Publishing House, 2020. 312 p.

17. Kovalenko A.V., Tkachev A.A. Acid treatments of carbonate reservoirs at a late stage of development // Drilling and Oil. 2021. No. 7. P. 28–33.

18. Ponomarev A.I., Smirnov A.S. Digitalization of processes for selecting geological and technical measures at oil fields // Automation and IT in the Oil and Gas Industry. 2023. No. 2. P. 44–49.

19. Bokerman A.A., Bokerman Yu.A. Physico-chemical methods of enhanced oil recovery. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2020. 280 p.

20. Dyakonov A.A., Mironova L.M. Economic efficiency of geological and technical measures at a late stage of development // Economics and Management in the Oil and Gas Complex. 2022. No. 1. P. 33–39.