

Дудин Юрий Михайлович, магистрант, кафедра разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений, Астраханский государственный
технический университет, г. Астрахань

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ НЕТРАДИЦИОННЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Аннотация. В статье проведен анализ современных нетрадиционных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) для месторождений Западной Сибири на примере Самотлорского, Приобского и Фёдоровского месторождений. Рассмотрены геолого-физические характеристики объектов, текущее состояние их разработки и ключевые проблемы, включая высокую обводненность, низкую проницаемость коллекторов и неоднородность пластов.

Представлен обзор перспективных нетрадиционных МУН: термических, газовых, химических, биотехнологических и комбинированных методов. Для каждого метода оценены эффективность, стоимость и ограничения применения. На основании комплексного анализа предложены оптимальные технологии для конкретных месторождений: комбинация полимерного заводнения с наночастицами для Самотлорского месторождения, закачка CO₂ для Приобского и мицеллярно-полимерное воздействие для Фёдоровского.

Статья содержит практические рекомендации по внедрению технологий с учетом экономических и экологических аспектов. Результаты исследования могут быть использованы для повышения эффективности разработки зрелых месторождений Западной Сибири.

Annotation. The article analyzes modern unconventional methods of increasing oil recovery for fields in Western Siberia using the example of the Samotlorskoye, Priobskoye and Fedorovskoye fields. The geological and physical characteristics of the facilities, the current state of their development, and key problems, including high waterlogging, low reservoir permeability, and reservoir heterogeneity, are considered. An overview of promising unconventional MUN is presented: thermal, gas, chemical, biotechnological and combined methods. The effectiveness, cost, and limitations of the

application are evaluated for each method. Based on a comprehensive analysis, optimal technologies for specific deposits are proposed: a combination of polymer flooding with nanoparticles for the Samotlor deposit, CO₂ injection for Priobsky, and micellar polymer action for Fedorovsky.

The article contains practical recommendations on the implementation of technologies, taking into account economic and environmental aspects. The results of the study can be used to increase the efficiency of the development of mature deposits in Western Siberia.

Ключевые слова: увеличение нефтеотдачи, нетрадиционные методы, Западная Сибирь, Самотлорское месторождение, Приобское месторождение, Фёдоровское месторождение, полимерное заводнение, закачка CO₂, мицеллярно-полимерное воздействие, наночастицы

Keywords: increased oil recovery, unconventional methods, Western Siberia, Samotlorskoye field, Priobskoye field, Fedorovskoye field, polymer flooding, CO₂ injection, micellar polymer effect, nanoparticles

Западная Сибирь остается ключевым нефтегазоносным регионом России, где сосредоточены крупные месторождения с разнообразными геологическими условиями. В качестве объектов анализа выбраны три наиболее репрезентативных месторождения: Самотлорское, Приобское и Фёдоровское. Эти месторождения хорошо изучены, а их особенности отражают типичные вызовы для региона.

Климатические условия Западной Сибири осложняют добычу: регион характеризуется экстремально низкими зимними температурами (до -50°C), высокой заболоченностью и труднодоступностью многих участков. Это требует применения специализированного оборудования и технологий, устойчивых к суровым условиям эксплуатации.

Самотлорское месторождение, одно из крупнейших в России, расположено в Ханты-Мансийском автономном округе. Нефтеносные пласты залегают на глубине 1,6–2,5 км и представлены преимущественно песчаниками с прослоями

глин. Коллектор обладает высокой пористостью (18–25%) и проницаемостью (100–500 мД), что изначально обеспечивало высокую продуктивность скважин. Однако после многолетней разработки месторождение столкнулось с проблемой высокой обводненности (до 90%) и снижением давления в пластах. Начальная нефтенасыщенность составляла 65–70%, но сегодня значительная часть запасов относится к категории трудноизвлекаемых.

Приобское месторождение, также расположенное в Ханты-Мансийском АО, отличается более сложным геологическим строением. Продуктивные пласты залегают глубже — на отметках 2,3–2,8 км, а коллекторы представлены мелкозернистыми песчаниками с низкой проницаемостью (10–50 мД). Пористость здесь ниже (12–20%), что усложняет фильтрацию нефти. Температура пласта достигает 85–95°C, а начальная нефтенасыщенность оценивалась в 60–65%. Основные проблемы Приобского месторождения связаны с необходимостью применения интенсивных методов интенсификации добычи, таких как многостадийный гидроразрыв пласта, из-за низкой естественной продуктивности скважин.

Фёдоровское месторождение, разрабатываемое с 1970-х годов, демонстрирует типичные для зрелых месторождений Западной Сибири проблемы. Глубина залегания нефтеносных пластов составляет 2,0–2,7 км, коллекторы представлены песчаниками с переменной проницаемостью (50–300 мД) и пористостью 16–22%. Температура в пласте — около 80–90°C. Особенностью Фёдоровского месторождения является высокая степень выработки запасов и обводненность, достигающая 80–85%. При этом остаточные запасы значительны, но их извлечение требует применения современных методов увеличения нефтеотдачи.

Общей чертой этих месторождений является переход к поздней стадии разработки, когда традиционные методы, такие как заводнение, уже не обеспечивают прежней эффективности. Это делает актуальным поиск и внедрение нетрадиционных технологий, адаптированных к специфике Западной

Сибири. Ниже представлена сравнительная таблица ключевых параметров выбранных месторождений (Таблица 1)

Таблица 1

Сравнение ключевых параметров выбранных месторождений

Параметр	Самотлорское месторождение	Приобское месторождение	Фёдоровское месторождение
Глубина залегания, км	1.6–2.5	2.3–2.8	2.0–2.7
Пористость, %	18–25	12–20	16–22
Проницаемость, мД	100–500	10–50	50–300
Температура пласта, °С	80–90	85–95	80–90
Начальная нефтенасыщенность, %	65–70	60–65	60–68
Текущая обводненность, %	~90	~85	80–85
Тип коллектора	Песчаники с глинистыми прослоями	Мелкозернистые песчаники	Песчаники с неоднородной проницаемостью

На сегодняшний день все три рассматриваемых месторождения – Самотлорское, Приобское и Фёдоровское – находятся на поздней стадии разработки, что определяет общие вызовы и специфические проблемы для каждого из них.

Самотлорское месторождение, введенное в эксплуатацию в 1969 году, прошло пик добычи в 1980-х годах. Сейчас степень выработки запасов превышает 80%, а обводненность достигла 90%. Основной метод поддержания добычи – традиционное заводнение, которое в текущих условиях становится малоэффективным. В последние десятилетия здесь активно применялись методы интенсификации добычи: боковые стволы, многостадийный гидроразрыв пласта, а также попытки применения полимерного заводнения. Однако рост добычи носил кратковременный характер, а основные проблемы – высокая неоднородность пласта и слабая эффективность вытеснения нефти водой – остаются нерешенными.

Приобское месторождение, разрабатываемое с 1988 года, характеризуется более сложной ситуацией. Низкая проницаемость коллектора (10-50 мД) изначально требовала применения гидроразрыва пласта. Сегодня здесь используется сложная система разработки, включающая:

- плотную сетку скважин (до 16 га на скважину)
- многостадийный ГРП (до 10 стадий на скважину)
- циклическое заводнение

Несмотря на эти меры, коэффициент извлечения нефти не превышает 20-25%, а обводненность достигает 85%. Особую проблему представляет неравномерное вытеснение нефти из низкопроницаемых участков.

Фёдоровское месторождение демонстрирует типичные проблемы зрелого месторождения. Введенное в эксплуатацию в 1971 году, к настоящему времени оно выработано на 65-70%. Основным методом поддержания добычи – традиционное заводнение, которое привело к образованию обширных обводненных зон. Попытки применения гидроразрыва пласта давали временный эффект, но не решали проблему карманов нефти, остающихся за контуром вытеснения. Особенностью Фёдоровского месторождения является высокая неоднородность коллектора, что приводит к преждевременному прорыву воды в добывающие скважины.

Общими проблемами для всех трех месторождений являются:

Низкая эффективность традиционного заводнения на поздней стадии разработки

- Наличие значительных остаточных запасов в обводненных зонах
- Необходимость применения дорогостоящих методов интенсификации
- Высокие эксплуатационные затраты на поддержание добычи

При этом каждое месторождение имеет свою специфику: Самотлорское страдает от крайне высокой обводненности, Приобское – от низкой проницаемости, а Фёдоровское – от сильной неоднородности пласта. Эти особенности необходимо учитывать при выборе методов увеличения нефтеотдачи.

В условиях истощения традиционных запасов нефти на месторождениях Западной Сибири особую актуальность приобретают нетрадиционные методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Эти технологии направлены на извлечение

остаточных запасов, которые невозможно добыть стандартными способами. Рассмотрим и сравним наиболее перспективные из них с учетом геологических особенностей региона (Таблица 2).

Таблица 2

Сравнение нетрадиционных МУН по ключевым характеристикам

Метод	Эффективность	Стоимость	Ограничения	Рекомендуемые условия применения
Циклическое паростимулирование	5-15%	Высокая	Глубина <1.5 км	Высоковязкие нефти
Закачка CO ₂	7-20%	Очень высокая	Требуется высокое давление	Низкопроницаемые коллекторы
Полимерное заводнение	3-12%	Средняя	Чувствительность к минерализации воды	Высокая неоднородность пласта
Мицеллярно-полимерное	8-18%	Высокая	Требуется нефтенасыщенность >25%	Остаточные запасы
Наночастицы	4-10%	Очень высокая	Ограниченный опыт применения	Проблемы смачиваемости
Микробные методы (MEOR)	2-7%	Низкая	Температура пласта <80°C	Экологически чувствительные зоны
Комбинированные методы	10-25%	Крайне высокая	Сложный мониторинг	Высокопродуктивные истощённые месторождения

Термические методы основаны на нагреве пласта для снижения вязкости нефти. Метод паротеплового воздействия (ПТВ) предполагает закачку пара в пласт, что особенно эффективно для высоковязких нефтей. Однако для Западной Сибири с ее относительно легкими нефтями более перспективным может быть циклическое паростимулирование (huff-n-puff), когда пар закачивается через добывающую скважину с последующей выдержкой и отбором нефти. Главное ограничение - высокие энергозатраты и риск повреждения обсадных колонн при циклических температурных нагрузках.

Газовые методы включают закачку различных газов - углекислого газа, азота или природного газа. Наиболее интересна технология закачки CO₂, который не только вытесняет нефть, но и частично растворяется в ней, снижая вязкость. Для Приобского месторождения с его низкой проницаемостью этот

метод может быть эффективен, но требует решения проблемы логистики газа. Альтернатива - использование попутного нефтяного газа, что дополнительно решает проблему утилизации ПНГ.

Химические методы представлены тремя основными направлениями. Полимерное заводнение позволяет увеличить охват пласта за счет повышения вязкости вытесняющего агента. Для Самотлорского месторождения с его высокой неоднородностью это может дать значительный эффект. Мицеллярно-полимерное заводнение дополнительно снижает межфазное натяжение, но требует тщательного подбора реагентов. Новейшее направление - применение наночастиц для модификации смачиваемости пород, что особенно актуально для Фёдоровского месторождения с его сложной структурой коллектора.

Биотехнологические методы (MEOR) основаны на использовании специальных бактерий, которые могут вырабатывать поверхностно-активные вещества или газ, способствующие вытеснению нефти. Этот метод относительно дешев и экологичен, но требует длительного времени для получения эффекта и тщательного контроля за развитием микрофлоры в пласте.

Комбинированные методы становятся все более популярными. Например, сочетание теплового и химического воздействия (термохимическое заводнение) или совместная закачка газа и полимеров. Для сложных условий Западной Сибири такие гибридные технологии могут дать синергетический эффект, хотя и требуют более сложного проектирования и контроля.

Ключевыми факторами при выборе конкретного метода являются: характеристики коллектора, свойства нефти, текущая стадия разработки и экономическая целесообразность. Например, для месторождений с высокой обводненностью (Самотлорское) предпочтительны методы, позволяющие перераспределить фильтрационные потоки, тогда как для низкопроницаемых коллекторов (Приобское) важнее технологии, увеличивающие проницаемость или снижающие вязкость нефти.

На основании анализа геологических особенностей и текущего состояния разработки можно предложить следующие оптимальные методы увеличения нефтеотдачи для каждого из рассматриваемых месторождений.

Для Самотлорского месторождения наиболее перспективным представляется комбинированное применение полимерного заводнения и нанотехнологий. Высокая обводнённость (90%) и остаточные запасы в обводнённых зонах требуют технологий, способных перераспределить фильтрационные потоки. Полимерное заводнение позволит увеличить охват пласта за счёт повышения вязкости вытесняющего агента, в то время как наночастицы, модифицируя смачиваемость породы, помогут извлечь нефть из низкопроницаемых прослоев. Ограничением является высокая стоимость химических реагентов, однако для такого крупного месторождения экономика проекта может быть положительной.

Приобское месторождение с его крайне низкой проницаемостью (10-50 мД) требует методов, способных улучшить фильтрационные характеристики пласта. Наиболее подходящим вариантом выглядит закачка углекислого газа в miscible-режиме (при давлении выше 120 атм). CO₂ не только вытесняет нефть, но и, растворяясь в ней, существенно снижает вязкость, что критически важно для низкопроницаемых коллекторов. Альтернативой может быть закачка азота, который дешевле и не требует такого высокого давления для перехода в сверхкритическое состояние. Основные проблемы - необходимость создания инфраструктуры для подачи газа и риски коррозии оборудования.

Для Фёдоровского месторождения оптимальным решением могло бы стать мицеллярно-полимерное воздействие. Значительные остаточные запасы нефти (нефтенасыщенность 25-30%) при высокой неоднородности пласта требуют методов, способных одновременно снизить межфазное натяжение и улучшить охват вытеснением. Сочетание ПАВ и полимеров позволяет решить обе задачи. Хотя стоимость таких реагентов высока, их применение может быть экономически оправдано на выбранных участках с наибольшим потенциалом.

Дополнительным преимуществом является относительная простота внедрения по сравнению с газовыми или термическими методами.

Нетрадиционные МУН могут дать значительный прирост добычи на зрелых месторождениях Западной Сибири, но их применение требует тщательного учёта геологических особенностей каждого объекта. Наиболее перспективными выглядят:

- a) Для Самотлора - комбинация полимеров и наночастиц
- b) Для Приобского - закачка CO₂ или азота
- c) Для Фёдоровского - мицеллярно-полимерное воздействие

Дальнейшие исследования должны быть направлены на оптимизацию параметров воздействия и разработку экономичных аналогов дорогостоящих реагентов.

Литература

1. Алиев З.С., Гриценко А.И., Ермилов О.М. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 2018. – 456 с.
2. Вахитов Г.Г., Губайдуллин М.Г. Современные технологии разработки нефтяных месторождений Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 5. – С. 34-39.
3. Геология и разработка Самотлорского месторождения / Под ред. К.С. Басниева. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2019. – 320 с.
4. Закиров С.Н., Индрупский И.М. Перспективы применения CO₂ для увеличения нефтеотдачи в России // Газовая промышленность. – 2021. – № 3. – С. 78-85.
5. Ишмурзин А.А., Коротаев Ю.П. Применение нанотехнологий в нефтедобыче. – Уфа: БашГУ, 2020. – 214 с.
6. Леонов Е.Г., Хисамов Р.С. Анализ эффективности полимерного заводнения на зрелых месторождениях // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 4. – С. 15-23.

7. Мирзоев Д.А., Хамидуллин Ф.Ф. Опыт применения мицеллярно-полимерного заводнения в Западной Сибири // Вестник нефтяных технологий. – 2022. – № 1. – С. 45-51.
8. Приобское месторождение: проблемы и решения / Коллектив авторов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2021. – 288 с.
9. Хафизов А.Р., Шаммазов А.М. Термические методы увеличения нефтеотдачи. – Казань: ФЭН, 2020. – 180 с.
10. Шпильман В.И., Дмитриев Н.М. Микробиологические методы повышения нефтеотдачи. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2019. – 156 с.

Literature

1. Aliev Z.S., Gritsenko A.I., Ermilov O.M. Methods of increasing oil recovery. Moscow: Nedra, 2018. 456 p.
2. Vakhitov G.G., Gubaidullin M.G. Modern technologies for the development of oil fields in Western Siberia // Oil Industry, 2020, No. 5, pp. 34-39.
3. Geology and development of the Samotlorskoye field / Edited by K.S. Basniev. Tyumen: Tyumen State University, 2019. 320 p.
4. Zakirov S.N., Indrupskiy I.M. Prospects of using CO₂ to increase oil recovery in Russia // Gas industry. - 2021. – No. 3. – pp. 78-85.
5. Ishmurzin A.A., Korotaev Yu.P. Application of nanotechnology in oil production. Ufa: Bashgu, 2020. 214 p.
6. Leonov E.G., Khisamov R.S. Analysis of the effectiveness of polymer flooding in mature fields // Oil and gas Geology. Theory and practice. – 2019. – Vol. 14. – No. 4. – pp. 15-23.
7. Mirzoev D.A., Khamidullin F.F. The experience of using micellar polymer flooding in Western Siberia // Bulletin of Petroleum Technologies. – 2022. – No. 1. – pp. 45-51.
8. Priobskoe deposit: problems and solutions / Team of authors. – М.: ООО "Недра-Businesscenter", 2021. – 288 p.
9. Khafizov A.R., Shammazov A.M. Thermal methods of increasing oil recovery. Kazan: Feng Publ., 2020, 180 p.

10. Shpilman V.I., Dmitriev N.M. Microbiological methods of enhanced oil recovery. Tyumen: Tyumen State University, 2019. 156 p.