

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 24.12.2025 г.

Принята к публикации 26.02.2026 г.

EDN: JFGMUG

УДК 622.276.6(571.122)

Кузьменков С.Г.

Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск, Россия, ksg.1948@yandex.ru

Лобова Г.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия, lobovaga@tpu.ru

Нанишвили О.А.

Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск, Россия, olgayugu@yandex.ru

Новиков М.В.

Департамент недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ханты-Мансийск, Россия, NovikovMV@admhmao.ru

Бутин В.С.

Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана, Ханты-Мансийск, Россия, Butin.v@inbox.ru

РОЛЬ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ В ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ ОДНОГО ИЗ «ЗРЕЛЫХ» МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮГРЫ (ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ)

Истощение залежей нефти на «зрелых» месторождениях побуждает к поиску наиболее удачных и результативных методов интенсификации притока для увеличения нефтедобычи и является актуальной задачей в практике нефтегазовой геологии. Целью проведенного исследования изучен комплекс геолого-технических мероприятий, выполненных на одном из таких месторождений Югры (Ханты-Мансийский автономный округ). Исследованы нижнемеловые пласты савуйской клиноформы, находящиеся на завершающей стадии разработки. Использована методология ретроспективного анализа и определена эффективность применения современных технологий по интенсификации добычи, таких как зарезка боковых стволов, обработка призабойной зоны, гидравлический разрыв пласта. Установлено, что за анализируемый десятилетний период (2013-2023 гг.) в промышленных и опытно-производственных масштабах за счет проведения 219 скважино-операций дополнительно добыто 159,3 тыс. т нефти. Наибольшую долю в объем дополнительно добытой нефти внесли мероприятия по зарезке боковых стволов.

Ключевые слова: ретроспективный анализ, зарезка боковых стволов, обработка призабойной зоны пласта, гидравлический разрыв пласта, нижнемеловые пласты савуйской клиноформы, завершающая стадия разработки, «зрелое» месторождение Югры (Ханты-Мансийский автономный округ).

Для цитирования: Кузьменков С.Г., Лобова Г.А., Нанишвили О.А., Новиков М.В., Бутин В.С. Роль методов интенсификации добычи в повышении эффективности разработки на завершающей стадии одного из «зрелых» месторождений Югры (Ханты-Мансийский автономный округ) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2026. - Т.21. - №1. - https://www.ngtp.ru/rub/2026/4_2026.html EDN: JFGMUG

Введение

Вопрос выбора геолого-технических мероприятий (ГТМ), касающийся эффективности разработки «зрелых» месторождений, является весьма актуальной задачей как для Ханты-

Мансийского автономного округа (ХМАО) [Мухаметшин и др., 2018; Кузьменков и др., 2020], так и для других территорий нефтедобычи [Дубинский, 2020; Важенина, Лесь, 2025]. Падающая добыча и растущая обводненность эксплуатируемых объектов вынуждает искать возможности поддержания извлекаемых объёмов нефти на запланированном уровне.

Перед добывающими компаниями стоит острая необходимость поиска наиболее эффективных методов повышения уровня добычи и коэффициента извлечения нефти (КИН) [Мухаметшин, 2018; Язьков и др., 2024]. В связи с истощением и обводнением, залежи переходят в разряд трудноизвлекаемых запасов. Выбор оптимальной технологии увеличения коэффициента извлечения нефти при разработке трудноизвлекаемых запасов является сложной задачей, решением которой занимаются многие специалисты, предлагая различные способы ее решения [Долгих, Кутлин, Мухаматдинов, 2023; Лутфуллин и др., 2025].

Анализ методов интенсификации добычи нефти на месторождениях Югры показывает, что их эффективность зависит от многих геологических, технических и технологических грамотно реализованных мероприятий [Кузьменков и др., 2023]. В первую очередь выбор метода должен опираться на геолого-геофизические параметры разрабатываемого объекта. Это особенно важно для многопластовых месторождений, степень изученности и, соответственно, геологические и добычные характеристики того или иного эксплуатируемого пласта (объекта), практически всегда отличаются.

Настоящие исследования посвящены ретроспективному анализу ГТМ, таких как зарезка боковых стволов (ЗБС), обработка призабойной зоны (ОПЗ), гидравлический разрыв пласта (ГРП), применяемых при разработке залежей в период с 2013 по 2023 гг. Данная статья является логическим продолжением работы авторов [Кузьменков и др., 2025], представляющей анализ эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН) за этот же период разработки.

Объектом исследования – нижнемеловые пласты группы БС на одном из «зрелых» месторождений Югры в ХМАО. Обобщение результатов ретроспективного анализа позволит выделить наиболее успешно проведенные мероприятия и дать рекомендации к их применению.

Геолого-техническая характеристика объектов исследования

Месторождение Западной Сибири расположено в северо-восточной части Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области в центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и разрабатывается с 1982 г. Объектами разработки, определяющими накопленную добычу нефти на месторождении, являются пласты группы БС, приуроченные к савуйскому нижнемеловому клиноформному комплексу.

Горизонт БС₁₁ на большей части площади месторождения состоит из двух седиментационных циклитов: БС₁₁¹ и БС₁₁², которые, в свою очередь, являются основными объектами по геологическим и начальным извлекаемым запасам. Циклиты имеют регрессивный характер осадконакопления с опесчаниванием цикла вверх по разрезу и разделяются практически на всей площади месторождения глинистыми перемычками, что определяет их гидродинамическую разобоченность и различные отметки водонефтяного контакта. На дату анализа месторождение находится на третьей стадии разработки. За счет внедрения ряда ГТМ удастся поддерживать низкие, но стабильные уровни добычи нефти.

Всего за период 2013-2023 гг. на добычных объектах БС₁₁¹ и БС₁₁² проведены следующие ГТМ (рис. 1): ЗБС, ГРП, физико-химические МУН, ОПЗ и нестандартное заводнение.

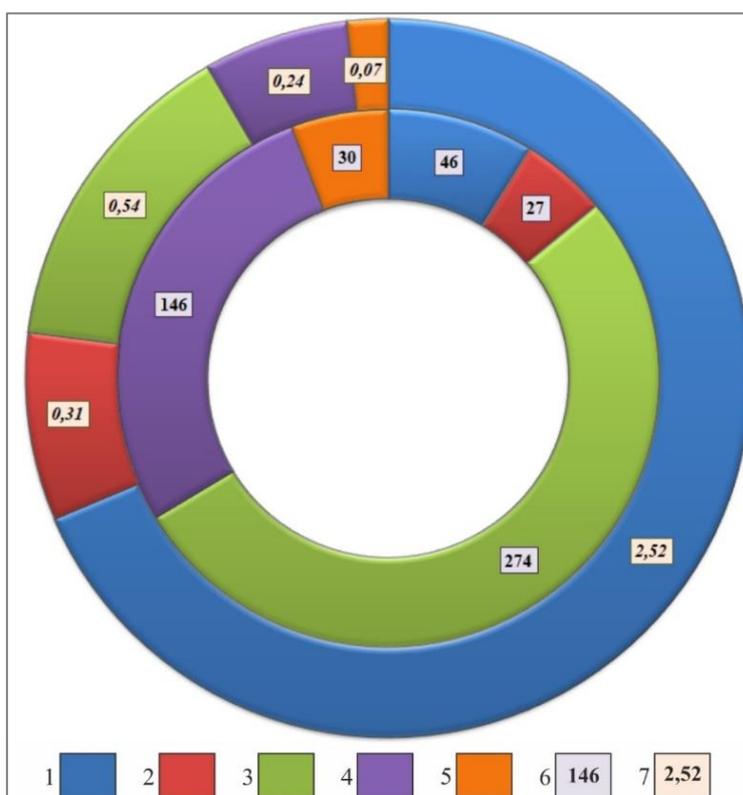


Рис. 1. Диаграмма геолого-технических мероприятий, применяемых на объектах БС₁₁¹ и БС₁₁² в 2013-2024 гг.

1 - ЗБС; 2 - ГРП; 3 - физико-химические МУН; 4 - ОПЗ; 5 - нестандартное заводнение; 6 - количество мероприятий, скв-опер.; 7 - удельная эффективность, тыс. т/скв-опер.

В данной статье рассмотрена эффективность применения некоторых методов интенсификации добычи нефти, а именно: современных модификаций ЗБС, ГРП и ОПЗ. Ниже приведена характеристика мероприятий по интенсификации добычи нефти, проведенных на месторождении за период 2013-2023 гг.

Зарезка боковых стволов

Одним из перспективных методов интенсификации добычи нефти является ЗБС, которая ориентирована на доизвлечение остаточных запасов нефти при следующих условиях: 1) основная скважина достигла конца своего срока службы, но, согласно данных геологической службы, в объекте разработки имеются остаточные запасы, которые можно извлечь с помощью дополнительных стволов; 2) происходит истощение запасов в разрабатываемой зоне месторождения; 3) добычу необходимо переместить в зоны, недоступные через существующие скважины.

Бурение боковых стволов на месторождении осуществляется как на участках, где реализован проектный фонд скважин и происходит выработка запасов для увеличения зоны дренирования разрабатываемого объекта, так и в неразрабатываемых по геологическим, технологическим и экологическим (водоохранные, особоохраняемые территории, населенные пункты и др.) причинам зонах с целью вовлечения в промышленное освоение так называемых «целиков».

За период 2013-2023 гг. на объектах БС₁₁¹ и БС₁₁² пробурено 48 БС, из них 4 ствола с наклонно-направленным окончанием (ННС). Все боковые стволы пробурены на тот же пласт, который эксплуатировался скважиной-донором. Боковые стволы пробурены с отходом в направлении участков пласта с более высокой концентрацией остаточных запасов нефти, в наименее выработанные зональные интервалы пласта.

Анализ эффективности ЗБС за анализируемый период (рис. 2) показал, что максимальное количество боковых стволов (41 из 48) пробурено в период с 2013 по 2019 гг. Дополнительная добыча за их счет составила более 120 тыс. т нефти, удельная эффективность - более 2,7 тыс. т/скв-опер.

В 2020 г. бурение вторых стволов на месторождении не проводилось ввиду отсутствия скважин-доноров. С 2021 г. произошло сокращение объема ЗБС. Одной из причин сокращения бурения боковых стволов стала их низкая эффективность (28%), что связано с неподтверждением прогнозной начальной нефтенасыщенности и высокой входной обводненностью. Тем не менее, по данным скважинам достигнут минимально-рентабельный дебит нефти.

Наиболее эффективны ЗБС по объекту БС₁₁¹. Бурение боковых стволов по объекту БС₁₁² сравнительно непродуктивно ввиду существенной выработки запасов в зоне их проводки либо низкой плотности запасов.

Сравнение эффективности боковых стволов с горизонтальным окончанием (БГС) и стволов с наклонно-направленным окончанием (ННС) по дебитам показало, что в течение пяти лет (рис. 3, 4) средний начальный дебит по нефти по БГС составил 21,6 т/сут против 11,4 т/сут

по ННС, т.е. в 1,9 раза больше. Через пять лет дебит нефти по БГС снизился до 6,1 т/сут, или в 3,5 раза, а по ННС - в 3,4 раза, что практически равнозначно и свидетельствует в пользу бурения БГС. Превышение обводненности БГС над ННС обусловлено увеличением дебита жидкости (см. рис. 3, 4).

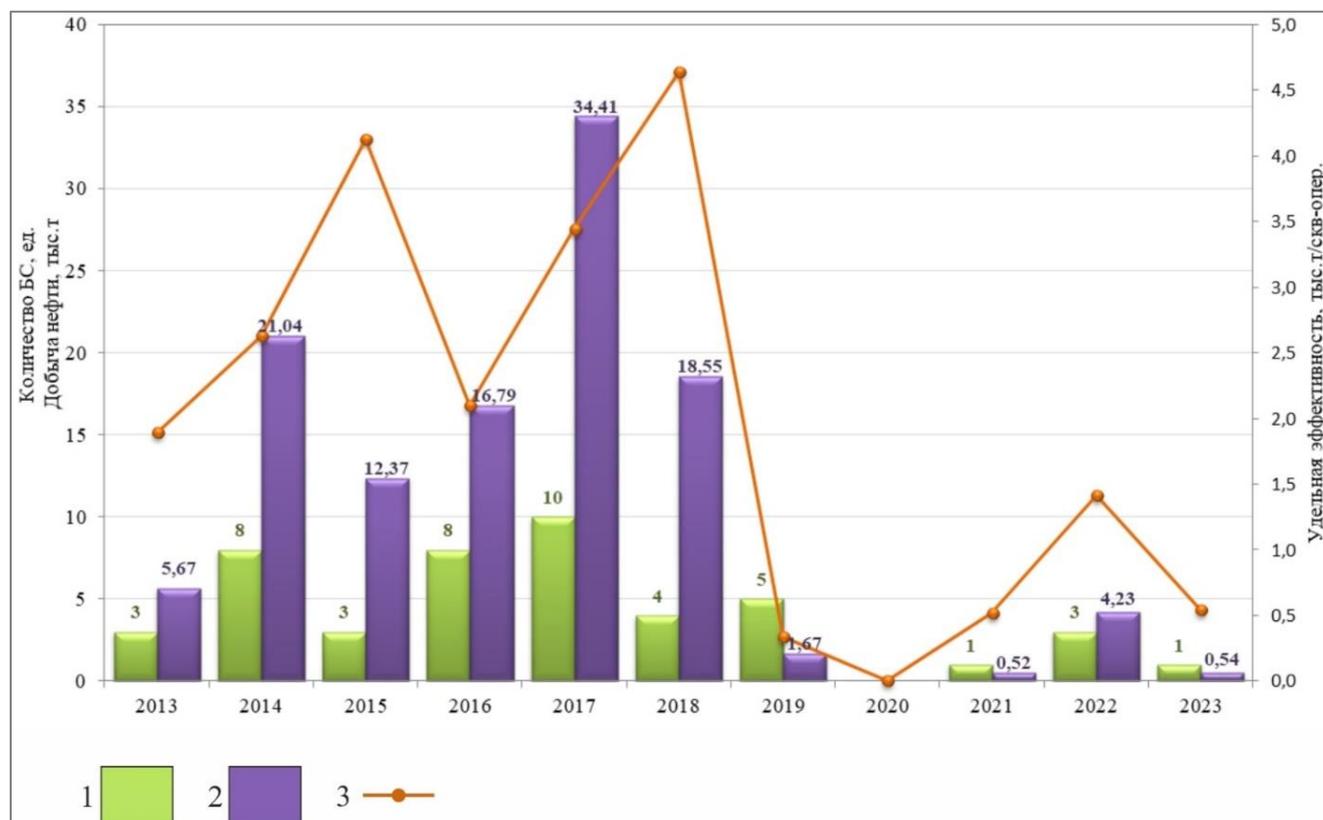


Рис. 2. Диаграмма динамики основных показателей эксплуатации боковых стволов за период 2013-2023 гг.

1 - количество боковых стволов, ед.; 2 - дополнительная добыча нефти, тыс. т; 3 - удельная эффективность, тыс. т/скв-опер.

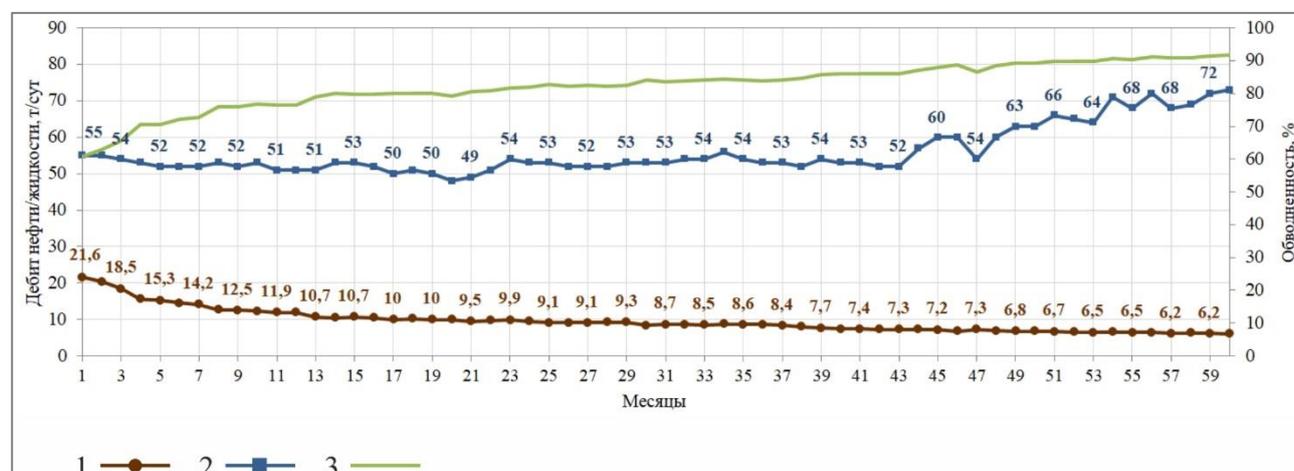


Рис. 3. Диаграмма динамики изменения дебитов нефти, жидкости и обводненности по боковым стволам с горизонтальным окончанием

1 - дебит нефти по БГС, т/сут; 2 - дебит жидкости по БГС, т/сут; 3 - обводненность по БГС, %.

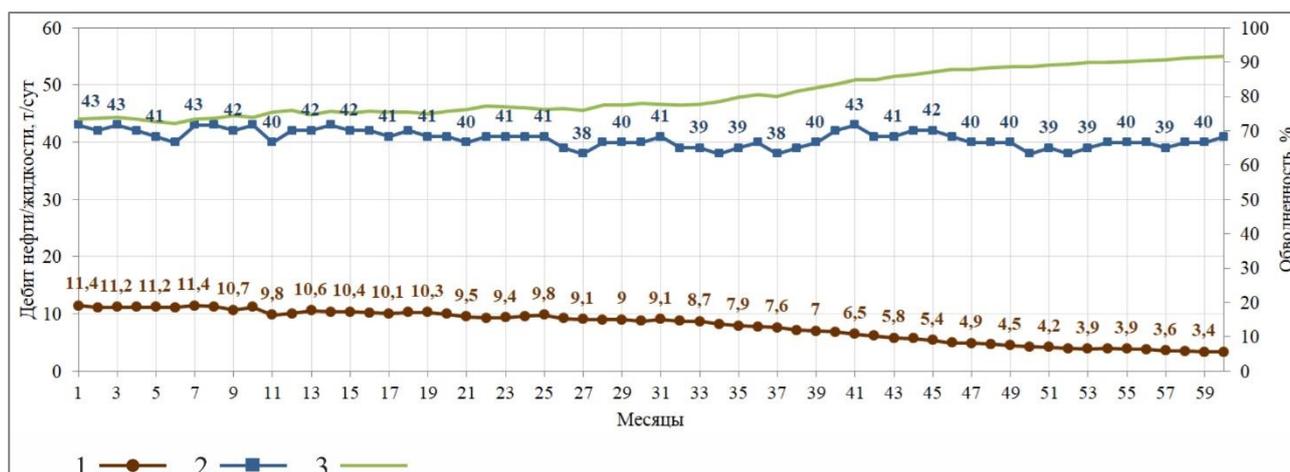


Рис. 4. Диаграмма динамики изменения дебитов нефти, жидкости и обводненности по боковым стволам с наклонно-направленным окончанием
 1 - дебит нефти по ННС, т/сут; 2 - дебит жидкости по ННС, т/сут; 3 - обводненность по ННС, %.

Боковые горизонтальные стволы на объектах пробурены в основном из скважин неработающего или низкодебитного фонда, преимущественно в зонах с частично дренируемыми запасами, что обуславливает их интенсивные темпы обводнения. Бурение боковых горизонтальных стволов по кровельной части объектов БС₁₁¹ и БС₁₁², содержащей значительную часть остаточных запасов, обеспечит более длительный период обводнения.

Для выбора скважин-кандидатов для бурения боковых стволов, которое является одним из основных видов ГТМ на месторождении, необходимо качественное планирование данного мероприятия. Для улучшения результатов эксплуатации боковых стволов по месторождению необходимо тщательное обоснование их местоположения. Требуется также уточнение локализации остаточных запасов по площади и по разрезу, как с помощью аналитических методов, так и с использованием геолого-фильтрационной модели с определением оптимального коридора проводки ствола скважины [Кузьменков и др., 2020], учитывая геологические особенности объектов и условия их разработки.

Гидроразрыв пласта

С 2002 г. на месторождении в промышленных масштабах внедрен метод ГРП различных модификаций и на разных типах скважин эксплуатационного фонда. За период 2013–2023 гг. в работу после ГРП запущено 27 скважин объектов БС₁₁¹ и БС₁₁². Дополнительная добыча нефти от ГРП за анализируемый период составила около 9,0 тыс. т нефти при средней удельной эффективности 0,31 тыс. т/скв-опер.

Из рис. 5 следует, что в период 2014–2018 гг. применение методов стимулирования пластов за счет внедрения стандартных ГРП показали хорошую успешность мероприятия. Однако, с годами отмечается снижение эффективности обработок, что обусловлено

увеличением как базовой доли воды в продукции скважин, подвергаемых ГРП, так и обводненности после ГРП. Средняя обводненность по объектам составляет около 90%, что ограничивает массовое применение такого высокоэффективного метода интенсификации, как ГРП.

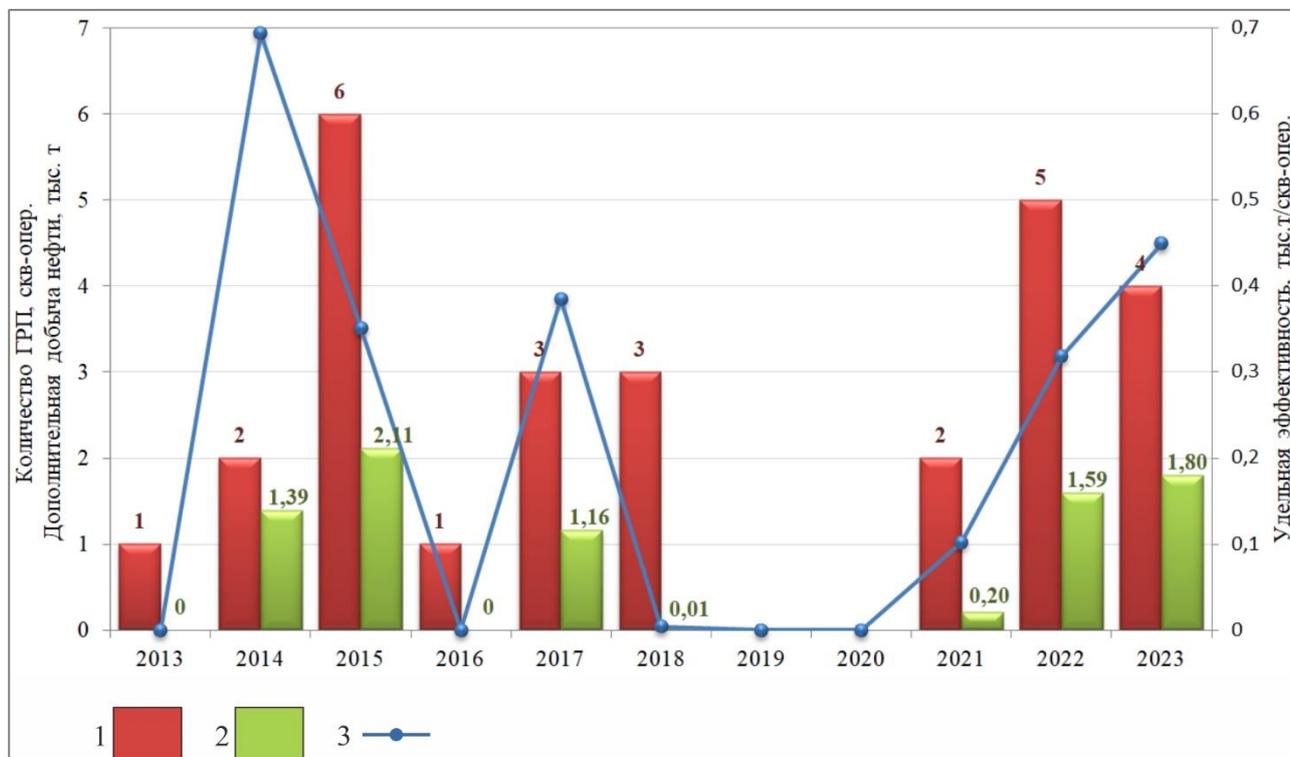


Рис. 5. Диаграмма динамики показателей эффективности гидравлического разрыва пласта за период 2013-2023 гг.

1 - количество ГРП, ед.; 2 - дополнительная добыча нефти, тыс. т; 3 - удельная эффективность, тыс. т/сква-опер.

Операции ГРП, проведенные в 2013, 2016 и 2018 гг., признаны неэффективными. Эффект по нефти на скважинах не получен на фоне значительного роста обводненности, что связано с прорывом трещин ГРП в подошвенную (водонасыщенную) часть пластов БС₁₁¹ и БС₁₁². В 2019, 2020 гг. технологию ГРП не применяли, что обусловлено отсутствием скважин-кандидатов под ГРП ввиду большой выработки запасов и высокой обводненности продукции.

С целью повышения эффективности обработок в период 2017-2018 гг. в рамках опытно-промышленных работ применялись технологии, направленные на ограничение высоты трещины ГРП («ProMix», «J-Frac») и обводненности добываемой продукции (ГРП с использованием модификатора относительной фазовой проницаемости (МФП)).

Суть опробованных технологий заключается в следующем. Технология «ProMix» это закачка на линейном геле смеси фракций геометрически подобранных частиц от мелкого до крупного размера, которые при осаждении образуют барьер для предотвращения

распространения трещины в обводнённую/водонасыщенную подошвенную часть пласта. Технология «J-Frac» аналогична ProMix. Основное отличие заключается в том, что комбинация смеси проппанта – «J-mix» подается в начале основной пачки, а не отдельной пачкой проппанта. Технология МФП состоит в изменении смачиваемости породы за счет осаждения (адсорбции) полимера на стенках поровых каналов. При этом полимерные цепи молекул МФП удлиняются при взаимодействии с водой, что задерживает её дальнейшее течение, а при контакте с углеводородами сжимаются, не препятствуя их прохождению.

Однако по данным технологиям получен «неудовлетворительный» результат. Работы слабо освещены исследованиями и до, и после ГРП, что не позволяет объективно оценить их результаты. Основной причиной получения низкого эффекта от ГРП, как и в случае проведения стандартных операций, так и по технологиям МГРП, является, по мнению авторов, подключение трещиной, образованной ГРП, водонасыщенных пропластков подошвенной части пластов в связи со слабовыраженной глинистой перемычкой.

Проведенными опытно-производственными работами установлено, что для избежания риска прорыва трещины ГРП в нижнюю водонасыщенную часть эксплуатируемых объектов операции ГРП следует выполнять с небольшой массой проппанта (от 6 до 10 т, в среднем 7,6 т) и невысокими максимальными концентрациями (545 кг/м³). При этом скважины-кандидаты необходимо обеспечить дополнительными исследованиями технологическим комплексом «Латераль» (исследования в горизонтальных скважинах до и после ГРП).

Обработка призабойной зоны пласта

В настоящее время на месторождениях Западной Сибири для восстановления и повышения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта с целью увеличения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин для улучшения их работы применяются многочисленные технологии ОПЗ пласта [Сургучев, 2001; Баталов, Мухаметшин, Андреев, 2016].

Среди химических методов наиболее распространены обработки на основе соляной и плавиковой (фтористоводородной) кислот, как в чистом виде, так и с различными добавками (растворители, гидрофобизаторы, ингибиторы коррозии, ПАВ, деэмульгаторы).

Эффективность кислотных обработок зависит от многих факторов, основными среди них являются химико-минералогический состав пород (коллекторов и глинистых перемычек) а также свойства насыщающих их жидкостей. Для каждого месторождения и продуктивного пласта на основе опытно-лабораторных и промысловых испытаний подбираются наиболее эффективные кислотные составы и способы их реализации [Сургучев, 2001; Кузьменков и др., 2023].

За анализируемый период времени на объектах БС₁₁¹ и БС₁₁² проведено 146 ОПЗ пласта. Дополнительная добыча от ОПЗ – 34,77 тыс. т нефти при средней удельной эффективности – 0,24 тыс. т/скв-опер. Средний начальный прирост дебита нефти (без увеличения обводненности продукции) составил 2,8 т/сут, средний удельный прирост дебита варьирует от 1,9 до 2,7 т/сут.

В период с 2013 по 2018 гг. на месторождении наблюдался рост количества ОПЗ пласта и увеличение их эффективности, что свидетельствует о перспективности применения технологий для повышения производительности скважин объектов БС₁₁¹ и БС₁₁² (рис. 6).



Рис. 6. Диаграмма распределения количества обработки призабойной зоны и показателей эффективности за 2013-2023 гг.

1 - количество ОПЗ, скв-опер.; 2 - дополнительная добыча нефти, тыс. т; 3 - удельная эффективность, тыс. т/скв-опер.

Максимальная удельная эффективность (0,67 тыс. т/скв-опер.) получена в 2020 г. при единичной ОПЗ пласта по технологии «ГИВ Эмант». Данного количества обработок недостаточно для проведения анализа применяемой технологии, однако стоит отметить, что обработка по технологии «ГИВ Эмант» обеспечила прирост дебита нефти на продолжительное время: эффект продолжался более одного года. Рекомендуется продолжить применение данной технологии для определения величины и стабильности эффекта.

С 2021 г. количество обработок ОПЗ сократилось из-за снижения их эффективности и обусловлено малым истечением времени после проведенного ГРП. В настоящий момент оптимальным временем для проведения ОПЗ принято считать шестимесячный период после

проведения ГРП.

В анализируемый период на месторождении применялись различные технологии ОПЗ: на основе химических реагентов-кислот («КСПЭО», «Алдинол-20»), технологии воздействия кислотными составами с последующей очисткой призабойной зоны пласта (НПП «Гелий 1 К2», «РАИФ», «Cleave-R»), газо-импульсная обработка («ГИО», «ГИВ Эмант»), пороховой генератор давления акустический «ПГДА» (рис. 7). Все композиции для обработки ОПЗ включают в состав соляную кислоту и различные добавки (поверхностно-активные вещества, растворители, ингибиторы коррозии и т.д.). Например, в технологии «Cleave-R» используется кислотная эмульсия, для образования которой добавляется реагент «Cleave» в виде раствора на углеводородной основе.

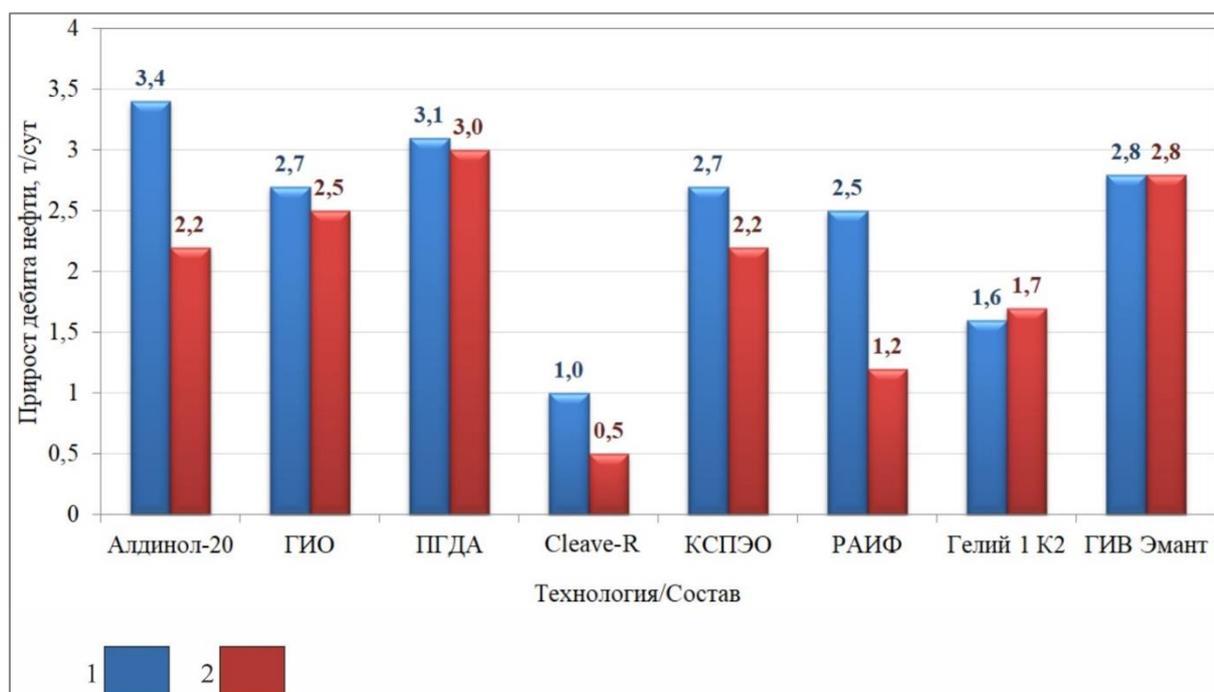


Рис. 7. Диаграмма распределения показателей эффективности обработки призабойной зоны в зависимости от применяемых технологий/составов за 2013-2023 гг.

1 - средний начальный прирост дебита нефти, т/сут; 2 - средний удельный прирост дебита нефти, т/сут.

В методе газо-импульсной обработки «ГИО» используется глубинный скважинный генератор, который позволяет селективно обрабатывать интервалы перфорации импульсами высокого давления. Обработки по технологиям «ГИО» и «ГИВ Эмант» имеют схожий принцип действия, однако стоит отметить, что одна ОПЗ по технологии «ГИВ Эмант» обеспечила более длительный и высокий эффект, чем обработки по технологии «ГИО».

Наибольший эффект наблюдается от применения метода ПГДА: средний начальный прирост дебита нефти – 3,1 т/сут, средний удельный прирост – 3,0 т/сут.

Состав «Алдинол-20» представляет собой смесь соляной кислоты, многоатомных спиртов и различных видов ПАВ. Несмотря на то, что применение состава «Алдинол-20» обеспечивает высокие начальные приросты дебита нефти (3,4 т/сут), использование данного состава зачастую дает продолжительный, но небольшой удельный прирост дебита нефти – 2,2 т/сут.

На основании выполненного анализа эффективности мероприятий по ОПЗ для дальнейшего применения на объектах БС₁₁¹ и БС₁₁² месторождения Западной Сибири рекомендуется использовать:

- химический состав «Алдинол-20» при условии, если отсутствуют риски роста обводненности (удовлетворительное состояние цементного камня за эксплуатационной колонной, наличие глинистых перемычек между водо- и нефтенасыщенными интервалами, отсутствие подошвенных вод);

- комбинированные технологии «ГИО», «ГИВ Эмант» и «ПГДА», которые за счет точечного воздействия на определенную часть пласта, достигаемого привязкой по ГИС, тем самым минимизируя риски получения интенсивного роста обводненности добываемой продукции в скважинах, где имеются подошвенные воды, частичное сцепление цементного камня с колонной и породой, ранее проведенные мероприятия по ограничению водопритоков. Стоит добавить, что технология «ПГДА» больше применима для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями за счет воздействия на пласт пороховых газов высокого давления и температур.

Однако, для более точного анализа, необходимо учитывать дополнительные факторы, такие как характеристики пласта, состав и свойства используемых реагентов, а также условия проведения обработок. Также важно проводить дальнейшие исследования и совершенствовать технологии для достижения более высоких результатов.

Заключение

Анализ эффективности проведения рассмотренных методов интенсификации добычи нефти показал, что только за анализируемый десятилетний период в промышленных и опытно-производственных масштабах за счет проведения 219 скв-операций на объектах БС₁₁¹ и БС₁₁² месторождения Западной Сибири дополнительно добыто 159,3 тыс. т нефти.

Наибольшую долю в объем дополнительно добытой нефти внесли мероприятия по ЗБС. На сегодняшний день ввиду высокой обводненности объектов БС₁₁¹ и БС₁₁², а также большого количества неработающего или низкодебитного фонда на исследуемых объектах данный метод является чуть ли не единственным оптимальным из применяемых для интенсификации добычи.

Перспективы дальнейшего развития технологии ЗБС связаны с внедрением горизонтальных боковых стволов, что позволит ввести в разработку ранее не дренируемые участки разрабатываемых объектов, а также с использованием БГС для целей поддержания пластового давления. Бурение БГС различных модификаций позволит отбирать запасы низкопроницаемых зон пластов, на которых применение ГРП несет высокие риски прорыва трещины в водонасыщенную часть пласта. Нагнетательные скважины с горизонтальным окончанием позволят организовать целевую закачку в продуктивный пласт, избегая перетоков в высокопроницаемые подошвенные зоны.

Пути повышения эффективности ЗБС связаны, прежде всего, с улучшением качества исходной информации (проведение замеров инклинометрии по старым скважинам, определение текущего флюидонасыщения и профиля притока, проведение инструментальные замеры пластового давления и т.д.). Кроме этого, при планировании ЗБС необходимо понимание механизма выработки запасов нефти в разрезе продуктивного пласта и разносторонняя оценка ожидаемого дебита нефти планового бокового ствола (комплекс результатов расчетно-статистической обработки геолого-промысловой информации и гидродинамического моделирования объекта разработки).

Литература

Баталов Д.А., Мухаметшин В.В., Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Федоров К.М. Сравнительный анализ прогнозной эффективности осадкогелеобразующих технологий увеличения нефтеотдачи в условиях месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» // Нефтегазовое дело. - 2016. - Т. 14. - № 3. - С. 40-46. - <https://ngdelo.ru/files/ngdelo/2016/3/ngdelo-3-2016-p40-46.pdf> EDN: [WYNNVB](#)

Важенина Л.В., Лесь И.В. Апробация новой технологии повышения нефтеотдачи разнопродуктивных пластов на российских и зарубежных месторождениях // Международный научно-исследовательский журнал. - 2025. - № 9 (159). DOI: [10.60797/IRJ.2025.15.9.82](#)

Долгих С.А., Кутлин Т.О., Мухаматдинов И.И. Анализ методов интенсификации добычи нефти на примере одного из месторождений Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. - 2023. - № 1. - С. 28-34. DOI: [10.24887/0028-2448-2023-1-28-33](#)

Дубинский Г.С. Комплексные технологии – метод освоения трудноизвлекаемых запасов нефти // Международный научно-исследовательский журнал. - 2020. - № 8-2 (98). - С. 40-43. DOI: [10.23670/IRJ.2020.98.8.039](#)

Жданов И.А., Пахомов Е.С., Асланян А.М., Фарахова Р.Р., Гуляев Д.Н., Гайнутдинова Л.И., Гарнышев М.И., Гусс Р.В. Интегрированная технология изучения месторождения на поздней стадии разработки для повышения добычи и нефтеизвлечения //

ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. - 2020. - № 2. - С. 61-66.
DOI: [10.7868/S2587739920020081](https://doi.org/10.7868/S2587739920020081)

Кузьменков С.Г., Аюпов Р.Ш., Новиков М.В., Исаев В.И., Лобова Г.А., Стулов П.А., Бутин В.С., Астапенко Е.О. Методы увеличения нефтеотдачи на месторождениях Югры // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2020. - Т.331. - № 4. - С. 96-106. DOI: [10.18799/24131830/2020/4/2597](https://doi.org/10.18799/24131830/2020/4/2597)

Кузьменков С.Г., Королев М.И., Новиков М.В., Паляница А.Н., Нанишвили О.А., Исаев В.И. Эффективность применения методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа – Югры // Георесурсы. - 2023. - Т. 25. - № 3. - С. 129-139. DOI: [10.18599/grs.2023.3.16](https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.16)

Кузьменков С.Г., Нанишвили О.А., Змеевец Р.О., Новиков М.В., Бутин В.С. Роль физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на заключительных стадиях разработки месторождений Югры // Успехи современного естествознания. - 2025. - № 4. - С. 47-52. - <https://natural-sciences.ru/ru/article/view?id=38388> DOI: [10.17513/use.38388](https://doi.org/10.17513/use.38388)

Лутфуллин А.А., Каримов И.С., Мухлиев И.Р., Гуляев Д.Н., Мингараев Р.А., Бурангулов И.Р. Повышение успешности зарезок боковых стволов на зрелых месторождениях с помощью технологии импульсно-кодированного гидропрослушивания // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. - 2025. - Т. 10. - №2. - С. 70-79. DOI: [10.51890/2587-7399-2025-10-2-70-79](https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-70-79)

Мухаметшин В.В. Обоснование трендов повышения степени выработки запасов нефти нижнемеловых отложений Западной Сибири на основе идентификации объектов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2018. - Т. 329. - № 5. - С. 117-124. EDN: [XVXWPB](https://www.edn.ru/entry/10.18799/24131830/2018/5/117-124)

Мухаметшин В.В., Андреев В.Е., Хузин Р.Р., Кулешова Л.С., Чижов А.П., Чибисов А.В. Геолого-промысловое обоснование методов воздействия на пласт на примере эксплуатационных объектов месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2018. - № 10. - С.40-45. DOI: [10.30713/24135011/2018/10/4045](https://doi.org/10.30713/24135011/2018/10/4045)

Сургучев Л.М. Обзор третичных методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. - 2001. - № 5. - С. 50-54.

Язьков А.В., Колбиков С.В., Шадчнев Н.А., Любимов О.В., Ибадуллаев П.Г. Геолого-технологические вызовы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов // Георесурсы. - 2024. - Т. 26. - № 3. - С. 7-12. DOI: [10.18599/grs.2024.3.1](https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.1)

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 24.12.2025

Published 26.02.2026

Kuzmenkov S.G.

Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russia, ksg.1948@yandex.ru

Lobova G.A.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, lobovaga@tpu.ru

Nanishvili O.A.

Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russia, olgayugu@yandex.ru

Novikov M.V.

Department of Subsurface Management & Natural Resources of Khanty-Mansi Autonomous Okrug –Yugra, Khanty-Mansiysk, Russia, NovikovMV@admhmao.ru

Butin V.S.

Research and Analytical Center for the Rational Use of the Subsoil named after V.I. Shpilman, Khanty-Mansiysk, Russia, Butin.v@inbox.ru

THE ROLE OF A PRODUCTION ENHANCEMENT PROGRAM FOR IMPROVING PRODUCTION EFFICIENCY AT THE MATURE STAGE: A CASE STUDY OF A LATE-LIFE FIELD IN YUGRA (KHANTY-MANSI AUTONOMOUS OKRUG)

Oil depletion in late-life fields represents a significant challenge in petroleum geology, driving the search for more efficient methods to sustain production. This paper presents a study of a production enhancement program applied in a late-life field in Yugra (Khanty-Mansi Autonomous Okrug). The field is associated with the Lower Cretaceous reservoirs of the Savuy clinof orm system, which are at a mature stage of development. This study employs retrospective analysis to assess the efficiency of implementing modern production enhancement technologies, such as sidetracking, near-wellbore stimulation, and hydraulic fracturing. Analysis of the 2013-2023 period indicates that 219 production enhancement well interventions (both full-scale and pilot-scale) yielded an incremental production of 159.3 thousand tons of oil. Sidetracking was the most effective measure, providing the largest share of the incremental oil production.

Keywords: *retrospective analysis, sidetracking, near-wellbore stimulation, hydraulic fracturing, Lower Cretaceous reservoirs of the Savuy clinof orm system, mature stage of development, late-life field in Yugra (Khanty-Mansi Autonomous Okrug).*

For citation: Kuzmenkov S.G., Lobova G.A., Nanishvili O.A., Novikov M.V., Butin V.S. The role of a production enhancement program for improving production efficiency at the mature stage: a case study of a late-life field in Yugra (Khanty-Mansi Autonomous Okrug). *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2026, vol. 21, no. 1, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2026/4_2026.html EDN: JFGMUG

References

Batalov D.A., Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Dubinsky G.S., Fedorov K.M. Comparative analysis of the predictive efficiency of sediment-gel-forming oil recovery improvement technologies in fields of LLC "LUKOIL - WESTERN SIBERIA. *Petroleum engineering*, 2016, vol. 14, no. 3, pp. 40-46. (In Russ.). EDN: [WYNNVB](https://www.ngtp.ru/rub/2026/4_2026.html)

Dolgikh S.A., Kutlin T.O., Mukhamatdinov I.I. Analysis of improved oil recovery methods on the example of one of the fields in Western Siberia. *Neftyanoye khozyaystvo*, 2023, no. 1, pp. 28-34. (In Russ.). DOI: [10.24887/0028-2448-2023-1-28-33](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-1-28-33)

Dubinsky G.S. Complex technologies are a method of developing hard-to-recover oil reserves. *Mezhdunarodnyy nauchno-issledovatel'skiy zhurnal*, 2020, vol. 98, no. 8-2. (In Russ.). DOI: [10.23670/IRJ.2020.98.8.039](https://doi.org/10.23670/IRJ.2020.98.8.039)

Kuzmenkov S.G., Ayupov R.Sh., Novikov M.V., Isaev V.I., Lobova G.A., Stulov P.A., Butin V.S., Astapenko E.O. Enhanced oil recovery methods at fields of Yugra. *Izvestiya Tomskogo*

politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov, 2020, vol. 331, no. 4, pp. 96-106. (In Russ.). DOI: [10.18799/24131830/2020/4/2597](https://doi.org/10.18799/24131830/2020/4/2597)

Kuzmenkov S.G., Korolev M.I., Novikov M.V., Palyanitsina A.N., Nanishvili O.A., Isaev V.I. Efficiency of enhanced oil recovery's and oil production stimulation's methods at the oil fields of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra. *Georesursy*, 2023, vol. 25, no. 3, pp. 129-139. (In Russ.). DOI: [10.18599/grs.2023.3.16](https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.16)

Kuzmenkov S.G., Nanishvili O.A., Zmeevets R.O., Novikov M.V., Butin V.S. The role of physical and chemical methods of enhanced oil recovery at the final stages of development of Yugra fields. *Uspekhi sovremennogo yestestvoznaniya*, 2025, no. 4, pp.47-52. (In Russ.). DOI: [10.17513/use.38388](https://doi.org/10.17513/use.38388)

Lutfullin A.A., Karimov I.S., Mukhliev I.R., Gulyaev D.N., Mingaraev R.A., Burangulov I.R. Brown field side tracing and infill drilling efficiency improvement by cross-well pulse-code pressure interference testing. *PROneft. Professionally about Oil*, 2025, vol. 10, no. 2, pp. 70-79. (In Russ.). DOI: [10.51890/2587-7399-2025-10-2-70-79](https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-70-79)

Mukhametshin V.V. Rationale for trends in increasing oil reserves depletion in Western Siberia cretaceous strata based on targets identification. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2018, vol. 329, no. 5, pp. 117-124. (In Russ.). EDN: [XVXWPB](https://www.edn.ru/entry/10.18799/24131830/2018/5/117-124)

Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Khuzin R.R., Kuleshova L.S., Chizhov A.P., Chibisov A.V. Geological and field substantiation of reservoir stimulation methods on the example of fields' operational objects of the West Siberian petroleum province. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2018, no. 10, pp. 40-45. (In Russ.). DOI: [10.30713/24135011/2018/10/4045](https://doi.org/10.30713/24135011/2018/10/4045)

Surguchev L.M. Overview of tertiary enhanced oil recovery methods. *Neftyanoe hozyaystvo*, 2001, no. 5, pp. 50-54. (In Russ.).

Vazhenina L.V., Les I.V. Testing of a new technology for enhanced oil recovery of multi-productive reservoirs at russian and foreign fields. *Mezhdunarodnyy nauchno-issledovatel'skiy zhurnal*, 2025, vol. 159, no. 19. (In Russ.). DOI: [10.60797/IRJ.2025.15.9.82](https://doi.org/10.60797/IRJ.2025.15.9.82)

Yazkov A.V., Kolbikov S.V., Shadchnev N.A., Luybimova O.V., Ibadullaev P.G. Geological and technological challenges and experience in developing hard-to-recover reserves. *Georesursy*, 2024, vol. 26, no. 3, pp. 7-12. (In Russ.). DOI: [10.18599/grs.2024.3.1](https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.1)

Zhdanov I.A., Pakhomov E.S., Aslanyan A.M., Farakhova R.R., Gulyaev D.N., Gainutdinova L.I., Garnyshev M.Yu., Guss R.V. Integrated technology of brown field study to increase production and oil recovery. *PRONEFT'. Professional'no o nefti*, 2020, no. 2, pp. 61-66. (In Russ.). DOI: [10.7868/S2587739920020081](https://doi.org/10.7868/S2587739920020081)