

Эффективность применения методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

С.Г. Кузьменков^{1*}, М.И. Королев¹, М.В. Новиков², А.Н. Паляница³, О.А. Нанишвили¹, В.И. Исаев⁴

¹Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск, Россия

²Департамент недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ханты-Мансийск, Россия

³Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

⁴Томский политехнический университет, Томск, Россия

Установление добычи нефти на уровне 215–220 млн т/год, а также ее последующий рост – это приоритетная задача для предприятий топливно-энергетического комплекса Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (ХМАО – Югры). Добиться этого невозможно без активного внедрения наиболее эффективных современных технологий повышения нефтеотдачи пластов. Настоящая статья ставит своей целью проанализировать применяемые на месторождениях ХМАО – Югры в промышленных масштабах методы повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти (МПНП и ИДН), их особенности и их вклад в дополнительную добычу нефти с 2001 по 2021 г.

В статье описаны такие технологии, как зарезка боковых стволов (ЗБС), физико-химические методы (ФХМ), гидроразрыв пласта (ГРП), обработка призабойной зоны (ОПЗ), гидродинамические методы (ГДМ), бурение горизонтальных скважин (БГС), а также другие геолого-технические мероприятия (ГТМ), направленные на оптимизацию работы скважин (прочие ГТМ). Проведенное исследование показало, что наиболее применяемыми стали ФХМ, ОПЗ и прочие ГТМ. Доля дополнительно добытой нефти за счет применения МПНП и ИДН выросла с 2013 г. вдвое: 8 % в 2013 г., 16,2 % в 2021 г. Наибольшую эффективность показали ГРП, БГС и ЗБС. Всё это привело к стабилизации годовой добычи нефти в ХМАО – Югре и даже к ее росту в 2021 г.

Особенно актуально применение методов увеличения нефтеотдачи на безальтернативной основе у разрабатываемых месторождений, потому что доля трудноизвлекаемых запасов высока и достигает 80% по некоторым компаниям ХМАО – Югры. Для таких месторождений требуется усиления научных исследований в области обоснования оптимальных условий строительства скважин, а также эксплуатации систем разработки.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, коэффициент извлечения нефти, метод повышения нефтеотдачи пластов, интенсификация добычи нефти, ретроспективный анализ, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра

Для цитирования: Кузьменков С.Г., Королев М.И., Новиков М.В., Паляница А.Н., Нанишвили О.А., Исаев В.И. (2023). Эффективность применения методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. *Георесурсы*, 25(3), с. 129–139. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.16>

Введение

Высокому уровню добычи нефти в Ханты-Мансийском автономном округе – Югры (ХМАО – Югры) долгие годы способствовало освоение крупных месторождений и высокопродуктивных залежей, большинство из которых вступили в позднюю стадию разработки. Современный этап разработки месторождений в ХМАО – Югре характеризуется снижением добычи на большей части объектов нефтедобычи, увеличением текущей выработанности (более 61%) и обводненности (свыше 85%) разрабатываемых месторождений, а также увеличением до 65–70% доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), вовлеченных в разработку (Водясов, 2022; Полукеев и др., 2013).

Главной задачей предприятий топливно-энергетического комплекса (ТЭК) ХМАО – Югры, наряду с вводом незначительных по запасам и удаленных от действующей инфраструктуры месторождений, является поиск и внедрение в производственных масштабах новых и усовершенствование используемых технологий вовлечения в разработку месторождений с ТРИЗ. Для этого требуется проведение большого объема исследований, уникальная аппаратура, применение современных технологий и методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти, нацеленных на улучшение использования фонда эксплуатационных скважин.

Сегодня для Российской Федерации (РФ) в целом и ХМАО – Югры в частности первоочередными мерами для продолжения стабилизации уровня добычи нефти следует считать:

– увеличение количества аукционов и конкурсов по предоставлению прав пользования недрами на территории автономного округа;

* Ответственный автор: Станислав Григорьевич Кузьменков
e-mail: ksg.1948@yandex.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

– увеличение количества участков, передаваемых для геологического изучения с целью поиска и оценки месторождений полезных ископаемых за счет средств недропользователей;

– ввод в промышленный оборот нерентабельных для разработки сегодня мелких, удаленных от действующей инфраструктуры месторождений (Кузьменков и др., 2019);

– введение в промышленную разработку ТриЗ, прежде всего открытых залежей нефти абалак-баженовского нефтегазоносного комплекса (Полукеев и др., 2013);

– внедрение в промышленных масштабах методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти, причем последние являются наиболее эффективными в условиях Западной Сибири.

Материалы и методы

В настоящей работе использовались тематические, аналитические и отчетные материалы предприятий ТЭК, Департамента недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И. Шпилемана. Анализ этих материалов позволил оценить текущее состояние добычи углеводородного сырья в ХМАО – Югре. Для оценки эффективности мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов за период с 2001 по 2021 г. был проведен ретроспективный анализ использованных методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти (МПНП и ИДН), таких как: физико-химические методы (ФХМ) – 41871, обработка призабойной зоны (ОПЗ) – 37367, прочие методы (ПМ) – 34174, гидроразрыв пласта (ГРП) – 22124, гидродинамические методы (ГДМ) – 18834, зарезка боковых стволов (ЗБС) – 11834, бурение горизонтальных скважин (БГС) – 11795 операции, а также объемов дополнительно добытой нефти.

Результаты

Состояние добычи углеводородного сырья в ХМАО – Югре

С начала разработки нефтяных месторождений на территории ХМАО – Югры (1964 г.) накопленная добыча нефти составила на 1 января 2023 г. 12565,4 млн т.

В 2022 г. на территории автономного округа добыто 223076,5 тыс. т нефти (рис. 1), что на 3,4% больше добычи в 2021 г., или 7,3 млн т.

Объем добычи нефти в целом по РФ в 2022 г. составил 535 млн т, что на 2,2% больше добычи в 2021 г. На долю ХМАО – Югры приходится 41,7% общероссийской добычи, в 2021 г. этот показатель составлял 41,2%.

На территории ХМАО – Югры на 1 января 2023 г. на государственном балансе 484 месторождений углеводородного сырья, в том числе: 421 нефтяных, 23 нефтегазоконденсатных, 18 газовых, 5 газоконденсатных, 17 газонефтяных.

В промышленной разработке находится чуть более 290 месторождений, при этом 52% годовой добычи приходится (рис. 2) на 15 месторождений, большая часть которых введена в промышленную разработку в XX в.

Анализ динамики добычи нефти в ХМАО – Югре за период 2000–2021 гг. показал (рис. 1), что добыча нефти снижалась с 2008 г. (Коркунов и др., 2013) и лишь в 2018 г. впервые за последние 10 лет был отмечен рост добычи, превышающий добычу предыдущего года (Кузьменков и др., 2018).

Общее снижение добычи нефти на территории округа является закономерным и прогнозируемым. Все последние годы структура разведанных запасов ухудшается. Высокий процент разрабатываемых месторождений находится на поздней стадии, что характеризуется снижением объема добычи и ростом обводненности продукции. Вероятность открытия новых крупных месторождений в действующих нефтегазоносных комплексах является низкой. Открываемые новые месторождения и залежи более мелкие, характеризуются низкими дебитами. Большая часть эксплуатационного бурения имеет меньшую эффективность, потому что проводится в краевых зонах месторождений. Соответственно, новые вовлекаемые запасы не могут компенсировать сокращение добычи уже выработанных высокопродуктивных зон (Толстолыткин и др., 2019).

В ХМАО – Югре за последние годы (2020–2022 гг.) рост уровня добычи обеспечивался целым рядом мер (Кузьменков и др., 2020; Водясов, 2022), среди которых следует отметить:

– стимулирование инвестиций недропользователей;

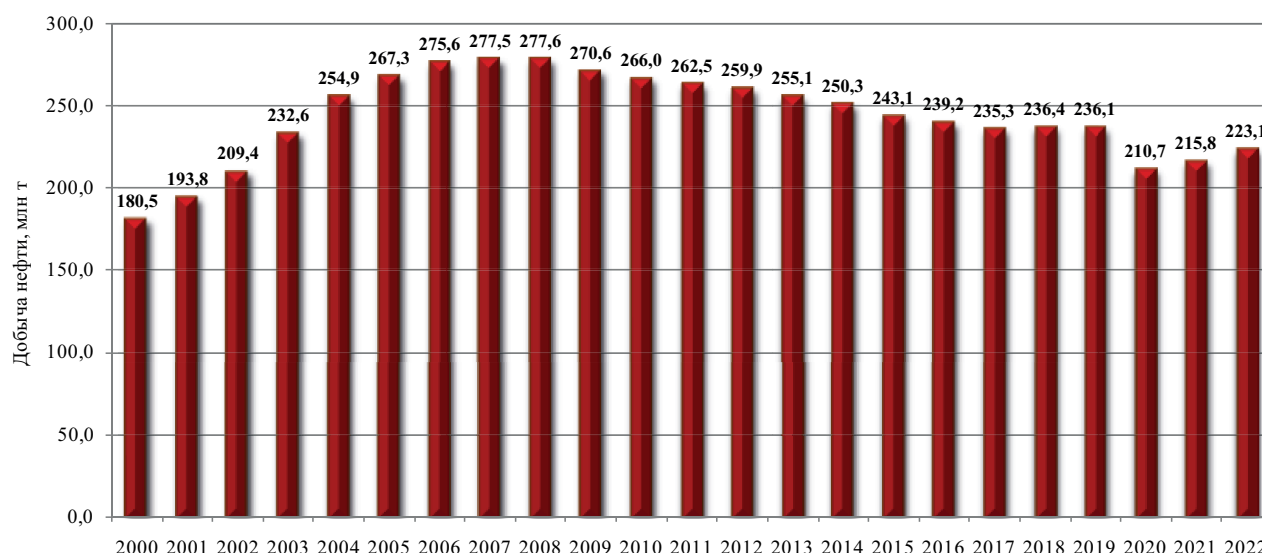


Рис. 1 Динамика добычи нефти в ХМАО – Югре в XXI в.

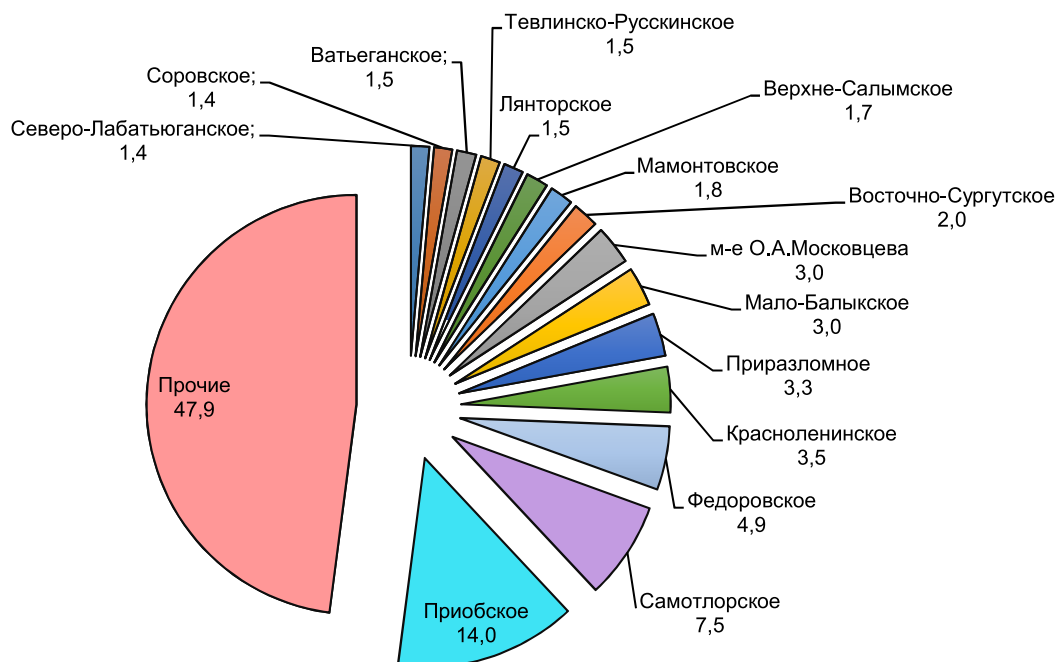


Рис. 2. Доля добычи нефти (%) по крупным месторождениям ХМАО – Югры

- поддержание на высоком уровне (15–17 млн м) объемов эксплуатационного бурения;
- ввод в эксплуатацию новых (до 3–4 тыс./год) добывающих скважин и 2–3 новых месторождений;
- разработку «дорожных карт» по ускоренному вводу в эксплуатацию новых месторождений;
- своевременную подготовку и передачу пользователям новых перспективных участков недр;
- сокращение фонда бездействующих скважин;
- увеличение производительности эксплуатационных скважин за счет внедрения в производственном режиме современных технологий и МПНП и ИДН.

Стабилизация добычи в ХМАО – Югре за счет МПНП и ИДН

Ретроспективный анализ МПНП и ИДН, примененных с 2001 по 2021 г. включительно, показал (рис. 3), что за

двадцатилетний период из добытого объема нефти в 5170 млн т дополнительная добыча за счет их применения составила лишь 619,7 млн т, или 12%. Максимальная дополнительная добыча наблюдалась в период 2001–2004 г. в основном за счет значительного охвата (до 50% и более) МПНП и ИДН эксплуатационного фонда скважин. С 2013 г. идет незначительный, но постоянный рост дополнительной добычи: с 8,6% в 2013 г. до 16,2% в 2021 г., т.е. практически в два раза.

На рис. 4 и 5 показано количество проведенных в производственном масштабе геолого-технических мероприятий (ГТМ) по годам. Из рисунков видно, что больше всего за 20 лет применялись ОПЗ (115965 скв.-опер.) и ФХМ (115319 скв.-опер.), далее следуют ПМ (85959 скв.-опер.), ГРП (69244 скв.-опер.) и ГДМ (69244 скв.-опер.), замыкают ряд ЗБС (26511 скв.-опер.) и БГС (17501 скв.-опер.).

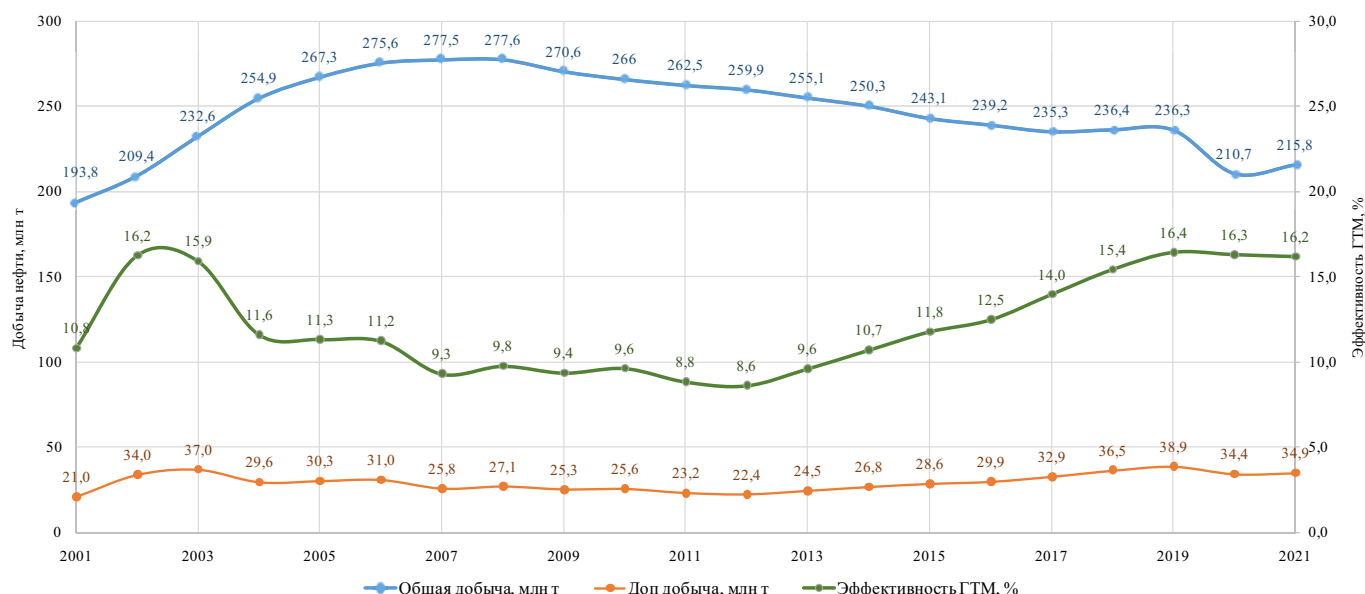


Рис. 3. Дополнительная добыча нефти за счет проведенных геолого-технологических мероприятий в период с 2001 по 2021 г.

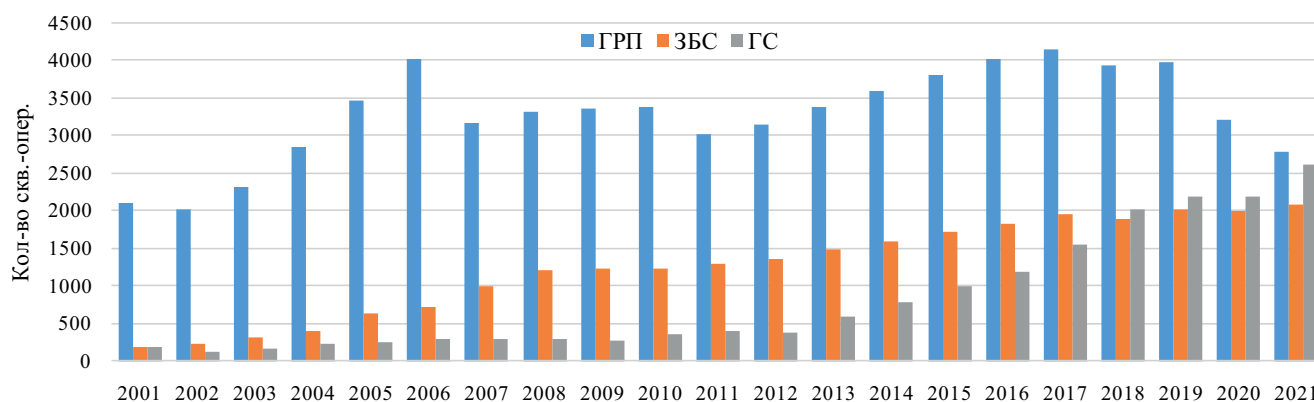


Рис. 4. Динамика изменения применяемых в производственном масштабе ГРП, ЗБС и БГС в период с 2001 по 2021 г.

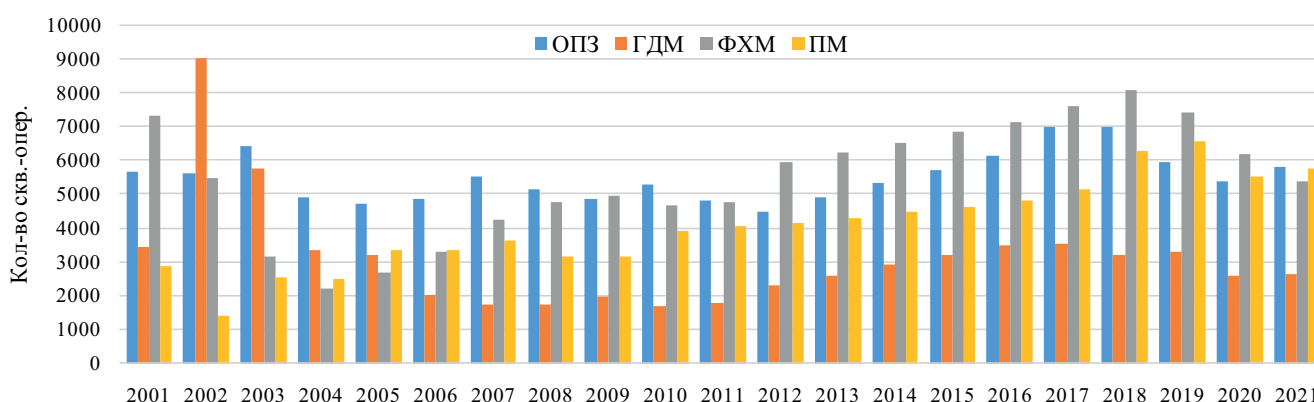


Рис. 5. Динамика изменения применяемых в производственном масштабе ОПЗ, ГДМ, ФХМ, ПМ в период с 2001 по 2021 г.

В последние годы нефтедобывающие компании округа резко нарастили добычу нефти за счет увеличения количества доказавших свою производственную эффективность ГТМ и внедрения новых технологий, направленных на повышение коэффициента извлечения нефти, в том числе и при разработке объектов с ТриЗ нефти (рис. 3).

Показательным является 2021 год, когда добывающими предприятиями ХМАО – Югры за счет применения современных технологий, направленных как на интенсификацию отбора (ГРП, ОПЗ) так и на улучшение выработки запасов (ЗБС, БГС, ФХМ, ГДМ), дополнительно получено 34,9 млн т, или 16,2% от общей добычи нефти в автономном округе нефти, что на 575,1 млн т (+1,7%) больше, чем в 2020 г. (34,4 млн т). Всего было проведено 27173 скв.-опер. МПНП и ИДН, что на 1 скв.-опер. меньше, чем за 2020 год (27174 скв.-опер.).

Специализированными нефтяными компаниями проведено 26994 скв.-опер., что составляет 99,34% от всех скважино-операций, проведенных в округе за отчетный период, дополнительная добыча нефти по ним составила 34197,217 тыс. т, средняя удельная эффективность – 1,267 тыс. т на 1 скв.-опер.

Независимыми предприятиями проведено 179 скв.-опер. с использованием МПНП и ИДН, дополнительная добыча нефти по ним составила 749,014 тыс. т, средняя удельная эффективность – 4,184 тыс. т на 1 скв.-опер.

Отметим, что в 2020–2021 гг. предприятия ТЭК, с учетом эффективности применяемых ГТМ, увеличили проведение БГС, ОПЗ, ЗБС, сократив ГРП и применение ФХМ (рис. 4,5).

В табл. 1 представлена сводная информация о проведенных в 2021 г. МПНП и ИДН на территории ХМАО – Югры, и о полученном от них эффекте. Как видно, наибольшее количество скважино-операций выполнено по обработке призабойной зоны, но максимальный объем дополнительной нефти и, следовательно, удельная эффективность получены при БГС.

Ниже дан ретроспективный анализ технологической эффективности ГТМ, проведенных на территории ХМАО – Югры в период с 2001 по 2021 г.

Анализ технологической эффективности БГС

Вовлечение в разработку ТриЗ нефти с использованием горизонтальных скважин (ГС) и разветвленно-горизонтальных скважин (РГС) в настоящее время является, и как показала практика, одним из приоритетных направлений. Применение скважин этих типов позволяет увеличить протяженность дренажных каналов икратно увеличить производительность скважин (Brekhtunsov et al., 2011).

Опыт бурения ГС и РГС показал, что, несмотря на высокую по сравнению с вертикальными скважинами стоимость ГС, системное применение метода позволяет в конечном итоге существенно, и в первую очередь за счет оптимизации и укрупнения (в разы) эксплуатационного фонда скважин, повысить рентабельность капитальных вложений. Не менее существенными являются увеличение сроков периода эксплуатации скважин без применения заводнения, снижение депрессии на пласт и, самое главное, ввод в активную разработку забалансовых (включая целики) и ТриЗ нефти. При этом резко сокращаются

Скважино-операция	Общее количество (%)	Дополнительная нефть, тыс. т	Удельная эффективность на 1 скв.-опер., тыс. т
ОПЗ	5842 (21,50%)	3222,7	0,55
ПМ	5800 (21,34%)	4100,3	0,71
ФХМ	5380 (19,80%)	3090,1	0,57
ГРП	2796 (10,29%)	3180,3	1,14
ГДМ	2640 (9,72%)	817,9	0,31
БГС	2622 (9,65%)	15430,8	5,89
ЗБС	2093 (7,70%)	5103,9	2,44

Табл. 1. Количество скважино-операций, проведенных в 2021 г. на территории ХМАО – Югры, и эффект от них

производственные нагрузки на окружающую среду, что позволяет проводить эксплуатацию месторождений (залежей), расположенных в природоохранных зонах. Отметим, что если в 2001–2003 гг. ГС бурились в опытном режиме (162 ГС в 2003 г.), в 2010 уже на 51 месторождении (365 ГС было введено в эксплуатацию), то в 2021 г. было пробурено более 2620 ГС (рис. 6). Максимальная удельная эффективность была достигнута в 2005 г. (13,6 тыс. т/скв.-опер.), начиная с 2010 г. (9 тыс. т/скв.-опер.) она постепенно снижается до 5,89 тыс. т/скв.-опер. в 2021 г., т.е. за 20 лет эффективность добычи нефти на 1 скв.-опер. за счет ГС снизилась вдвое, однако дополнительная добыча с 884 тыс. т в 2001 г. увеличилась до 15431 тыс. т в 2021 г., или в 17,5 раз.

Анализ технологической эффективности применения технологий ГРП

До 2000 г. все технологии ГРП, за редким исключением, сводились к закачке небольших объемов проппанта (от 10 до 16 т) с использованием преимущественно мелкозернистых фракций. С 2002 г., когда появилась возможность моделирования ГРП применительно к различным типам коллекторов, включая ТриЗы (Оренбуркин и др., 2019), произошел качественный скачок развития ГРП как технологии повышения нефтеотдачи пласта в целом. Была обоснована экономическая целесообразность проведения многообъемного ГРП (от 100 т и более) с применением различных фракций (включая крупные разности) проппанта. Начинается широкое внедрение системного ГРП и его разновидностей, включая проведение ГРП одновременно в нагнетательной скважине и окружающих

ее скважинах добывающего фонда, что повысило эффективность единичных ГРП на незначительных по площади и запасам залежах.

В работе (Астафьев, Самойлов, 2015) было доказано, что при создании проекта разработки ТриЗ необходимо учитывать как геологические, так и технологические показатели. К геологическим относятся толщина пласта, его проницаемость, а также ее анизотропия по горизонтали и вертикали, мощность глинистых перемычек. К технологическим относятся незапланированные риски преждевременной остановки ГРП, а также предполагаемая геометрия трещин. На рис. 7 представлены данные по количеству ГРП, проведенных за двадцатилетний период. Максимальная эффективность (4,5 тыс. т/скв.-опер.) ГРП была достигнута в 2003 г. преимущественно за счет значительного (до 45%) охвата технологией вводимых в разработку новых скважин. За анализируемый период за счет проведенных 69244 скв.-опер. ГРП получено 132697,1 млн т дополнительной нефти.

Анализ технологической эффективности проведения ЗБС

Анализ бурения боковых стволов (БС) показал (рис. 8), что в период с 2001 по 2005 г. суммарно было пробурено 1735 БС, в результате было получено 9721,3 тыс. т дополнительной нефти, удельная эффективность за этот период варьировала от 3,3 до 6,7 тыс. т/скв.-опер. в 2004 г., средняя составила 5,3 тыс. т/скв.-опер.

Динамика бурения БС за анализируемый период возросла кратно, с 191 в 2001 г. до 2093 скв.-опер. в 2021 г., и только за последние два года (2020–2021 гг.)

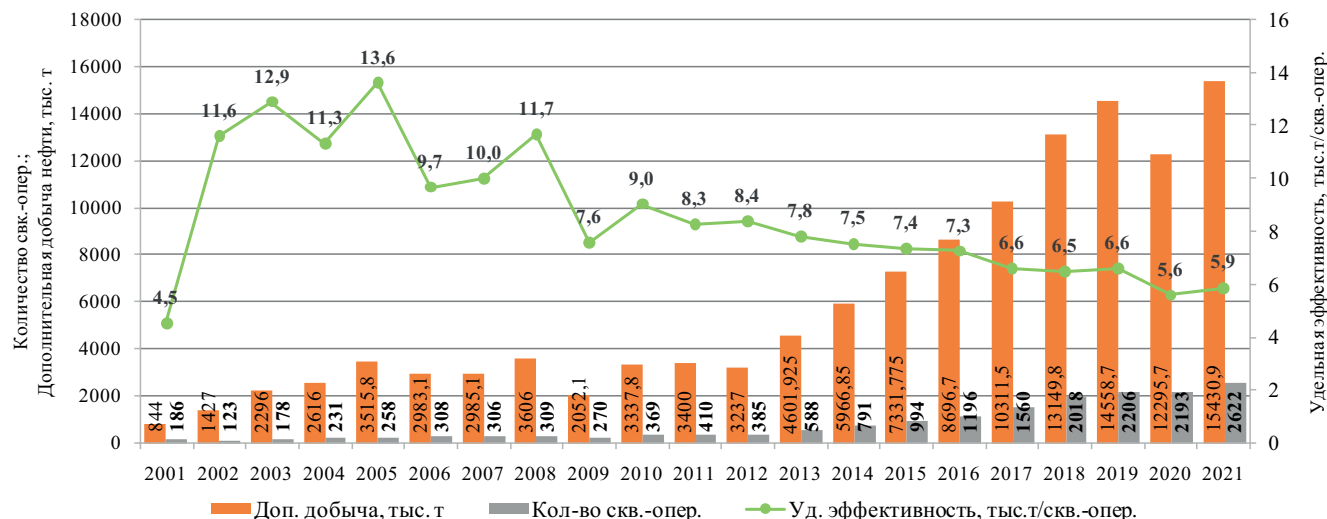


Рис. 6. Динамика скважино-операций и дополнительной добычи нефти от применения ГС в период 2001–2021 гг.

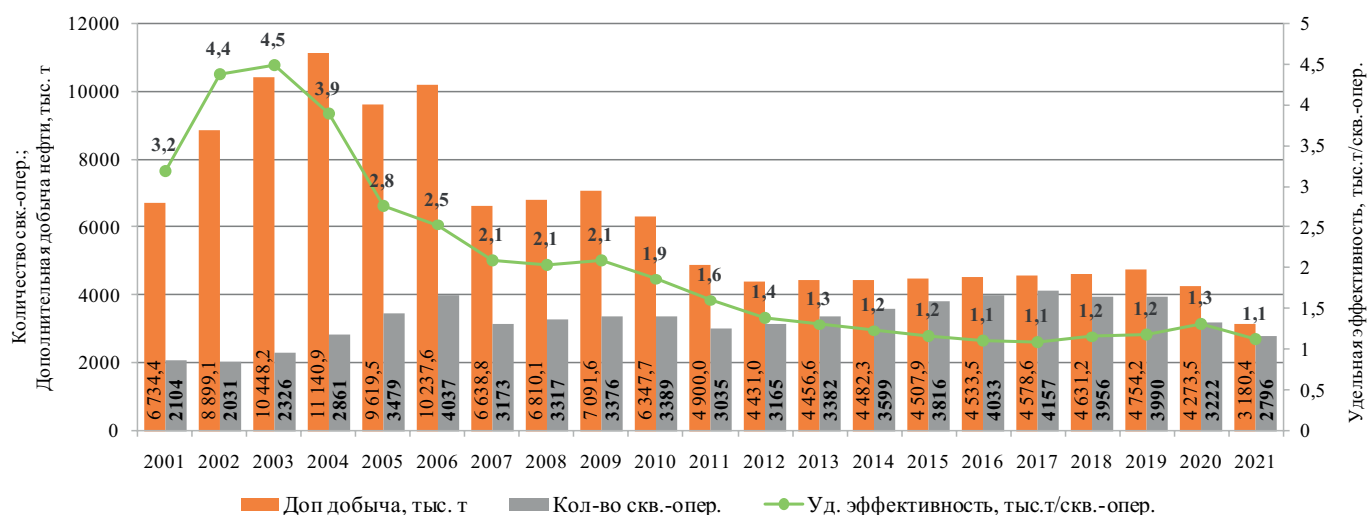


Рис. 7. Динамика скважино-операций и дополнительной добычи нефти от применения ГРП в период 2001–2021 гг.

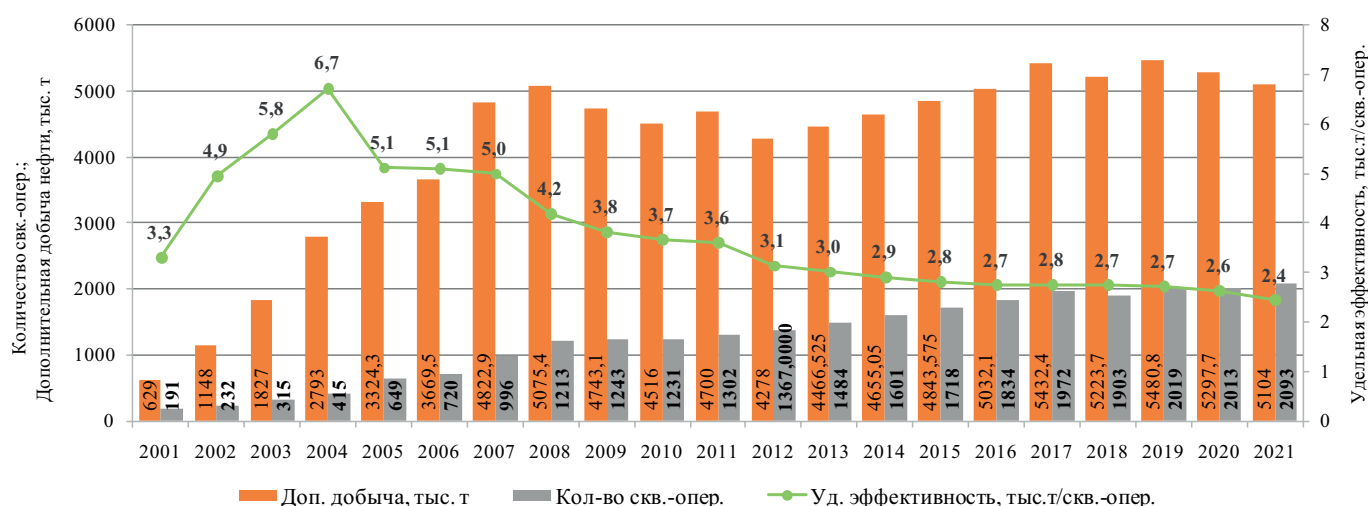


Рис. 8. Динамика скважино-операций и дополнительной добычи нефти от применения ЗБС в период 2001–2021 гг.

дополнительная добыча за счет бурения БС составила 10,4 млн т, средняя удельная эффективность составила 2,5 тыс. т/скв.-опер.

Отметим, что сегодня наиболее перспективным и эффективным МПНП и ИДН из недоступных по геологическим и техническим причинам другим методам, является все более широко внедряемый в производственных масштабах технология зарезки боковых стволов (ЗБС). При этом БС, в том числе многоствольные и разветвленно-горизонтальные, являются основным элементом в реализуемых при добыче нефти других (ГРП различных модификаций, ГС, ФХМ и др.) высокоэффективных технологий разработки ТриЗ и/или высокообводненных и низкодебитных скважин, количество которых (Нанишвили и др., 2019) в настоящее время составляет более 17 тыс., а фонд простаивающих скважин превышает 6,5 тыс.

Анализ технологической эффективности проведения ОПЗ

Обработка призабойной зоны пласта применяется как на добывающих, так и на нагнетательных скважинах для восстановления продуктивности скважин, улучшения фильтрационных свойств (увеличения проницаемости) призабойной зоны пласта (ПЗП) и очистки пор и трещин

от закупоривающего материала. Эта технология основана на способности различных композиций кислот растворять породы продуктивных пластов, а также различные шламы, взвеси, утяжелители, загрязняющие ПЗП. На рис. 9 представлена динамика проведения ОПЗ за 2001–2021 гг.

Проведенный анализ ОПЗ показал, что если в 2001–2010 гг. для увеличения нефтеотдачи пластов применялись технологии обработки ПЗП растворителями, гидрогелями, закачка в пласт поверхностно-активных веществ (ПАВ), соляно-кислотных (СКО) и глинокислотных (ГКО) растворов, то начиная с 2010 г., наряду с выше перечисленными, стали использоваться кислотные композиции, включающие системы повышенной вязкости (КСПВ), эмульгированные кислотные (ЭКО) и термопекислотные (ТКПО) обработки и другие комплексные водогазоизолирующие составы.

В тестовом режиме, но достаточно в больших объемах проводились комплексные физико-химические мероприятия, такие как: СКО и/или ГКО с последующим импульсно-волновым воздействием (ИВВ); метод глубинных депрессий (МГД); метод переменных депрессий (МПД) + свабирование; термогазохимическое воздействие (ТГХВ); гидроимпульсное воздействие (ГИВ);

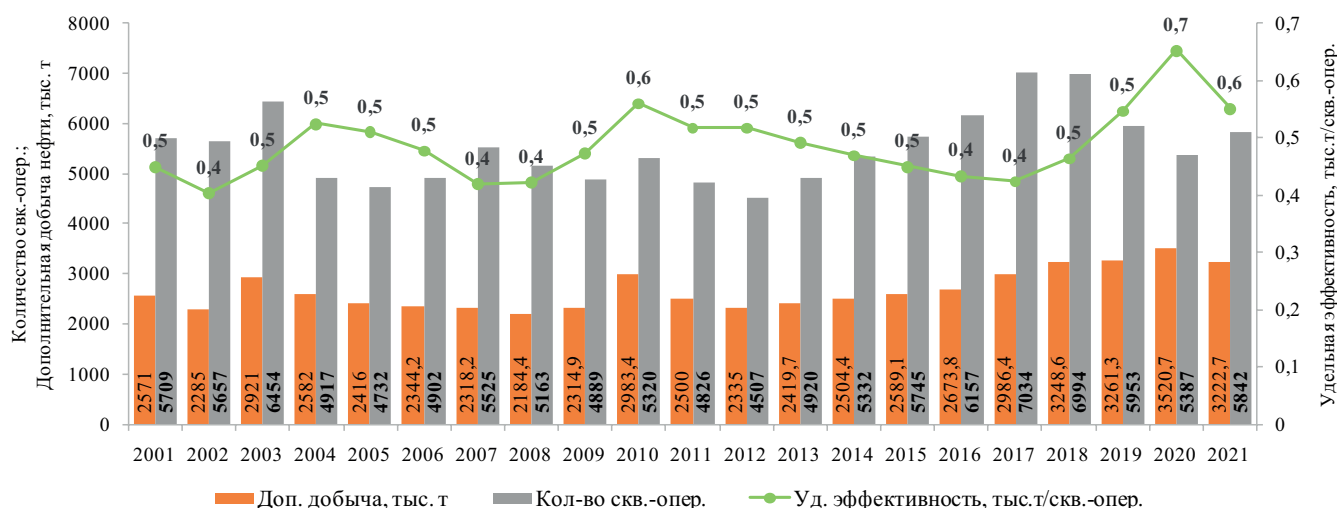


Рис. 9. Динамика скважино-операций и дополнительной добычи нефти от применения ОПЗ в период 2001–2021 гг.

плазменно-импульсные воздействия (ПИВ); применение порохового генератора давления (ПГД).

Несмотря на незначительную, но достаточно стабильную и недорогую по стоимости работ удельную эффективность ОПЗ (рис. 10), доля таких скважино-операций варьировала от 25,8% в 2010 г. до 21,49% в 2021 г. от общего объема мероприятий.

Анализ технологической эффективности проведения ФХМ

Сегодня ТриЗ характеризуются в том числе и высокой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств и, соответственно, высокой фильтрационной неоднородностью. Для вовлечения таких запасов в разработку активно применяются ФХМ повышения нефтеотдачи пластов. Среди ФХМ, используемых для дополнительной добычи нефти из высокообводненных, истощенных пластов с рассеянной и нерегулярной нефтенасыщенностью, можно выделить потокоотклоняющие и нефтеотмывающие технологии. Основным компонентом при применении методов является вода с примесью химических реагентов. Всего на месторождениях ХМАО – Югры используется более 30 потокоотклоняющих технологий, но всё большее значение приобретают отечественные эмульсионно-суспензионные (ЭСС), гелеобразующие (ГОС), термотропные гелеобразующие (ТермоГОС), термогелеобразующие композиции (РВ-ЗП-1) составы, а также их модификации (ГОС-1, ГОС-1АС, ГОС (ОПР АН125) (Долгов, 2021).

С 2015 г. на месторождениях ХМАО – Югры апробируется водорастворимый осадкообразующий состав СОТ-12. Состав работает как на технической, так и на минерализованной воде и представляет собой смесь сухих компонентов (Астафьев, Самойлов, 2015). Блокирующий принцип работы состава связан с температурными условиями пласта и ограничивается его тепловой энергией (от 500 °С). При повышении температуры 60% закачанной композиции СОТ-12 преобразовывается в кристаллический осадок, который сохраняет свои свойства при температуре до 130 °С. Оптимальная область применения данного состава – это выявленные потери нефти из-за высокой обводненности в районе нагнетательных скважин с приемистостью до 70 м³/сут, то есть в условиях, когда многие составы дают низкую эффективность.

Среди нефтеотмывающих составов широкое применение получили углеводородные растворы сложных эфиров высших насыщенных кислот с добавками комплексного термостабилизатора и неионогенных ПАВ (алдинол + ПАВ) а также водный раствор соляной кислоты и кислотного модификатора (КСПЭО + ПАВ), показавшие наибольшую удельную эффективность (рис. 10).

Анализ технологической эффективности проведения ГДМ

Среди гидродинамических методов (рис. 11), направленных на вовлечение в разработку недренируемых запасов, выравнивание профиля притока в пластах и изоляции высокообводненных пропластков, в ХМАО – Югре используются преимущественно интегрированные технологии, позволяющие на заключительных этапах разработки месторождений доизвлечь остаточную нефть за счет снижения текущей обводненности добываемой продукции. На современном этапе это прежде всего нестационарное (циклическое), ступенчато-термальное и барьерное заводнение, форсированный отбор жидкости (ФОЖ).

ФОЖ в последнее время приобретает всё более широкое применение на пластах с обводненностью более 75% и высокой степенью неоднородности строения как по вертикали, так и по протяженности пластов. При этом методе вовлекаются в разработку участки пласта, не охваченные заводнением. Нефтеотдача возрастает вследствие увеличения градиента давления и скорости фильтрации потока жидкости, при этом происходит отрыв пленочной нефти с поверхности породы-коллектора.

Для снижения темпов роста обводненности в карбонатных и терригенных коллекторах и для вовлечения в разработку невыработанных запасов нефти в условиях гидродинамически связанных пропластков, эффективным методом увеличения нефтеотдачи является нестационарное заводнение (НЗ). Этот метод позволяет изменять направление фильтрационных потоков (Isaev et al., 2019).

Максимальный эффект от НЗ может быть получен, если при остановке скважин возникает перераспределение поля пластового давления, при котором возможны:

- вертикальные перетоки нефти между связанными, разнопроницаемыми нефтенасыщенными пропластками;
- изменения направления фильтрационных потоков

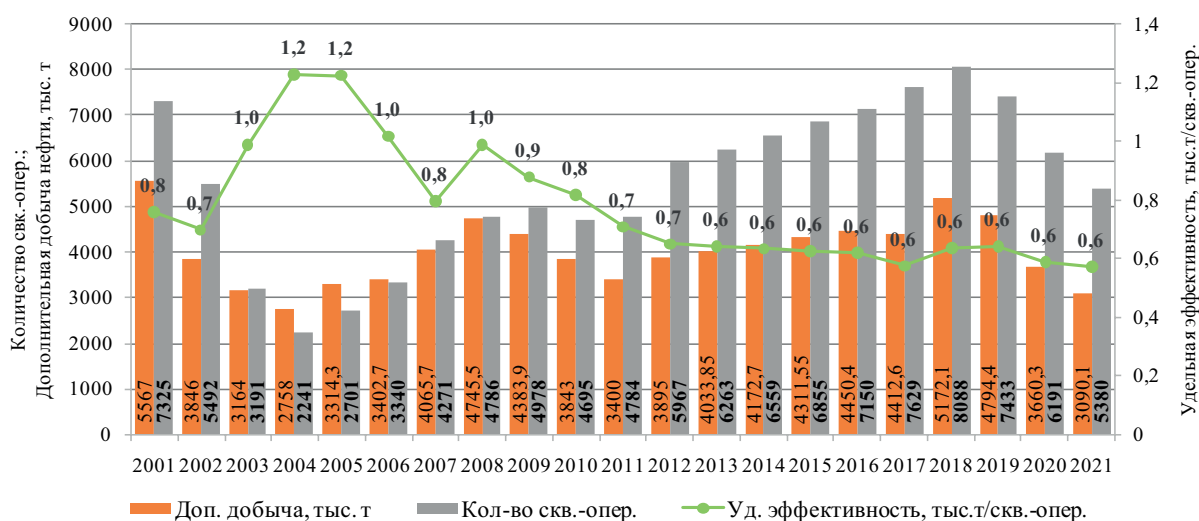


Рис. 10. Динамика скважино-операций и дополнительной добычи нефти от применения ФХМ в период 2001–2021 гг.

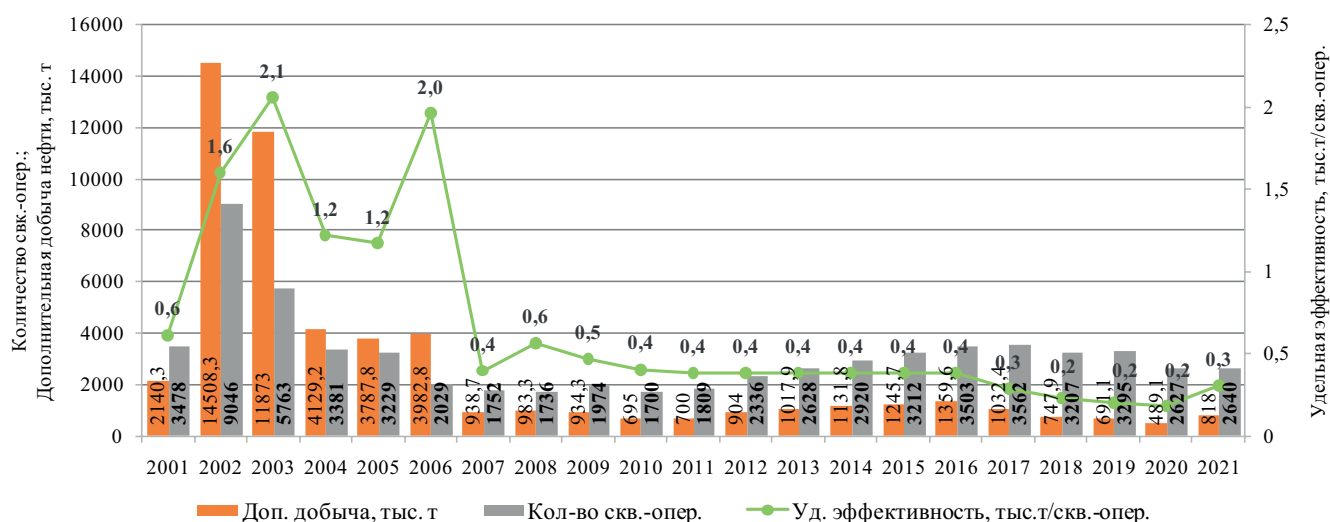


Рис. 11. Динамика скважино-операций и дополнительной добычи нефти от применения ГДМ в период 2001–2021 гг.

по площади распространения пласта, когда в процесс вытеснения в разработку вовлекается нефть из линз и застойных зон.

Комплексное применение нестационарного заводнения совместно с индивидуальным применением потокоотклоняющих технологий к конкретным нагнетательным скважинам приводит к наибольшему эффекту по снижению обводненности продукции, о чем свидетельствуют перераспределение градиентов давления и образование межпластовых перетоков при реализации НЗ. Кроме того, имеется эффект от адресного применения потокоотклоняющих композиций. Для достижения оптимального результата от применения таких составов на нагнетательных скважинах рекомендуется выполнять селективное тампонирующее высокопроницаемых пропластков с повышенной обводненностью. После обработки необходимо следить за пластовым давлением, чтобы не вызвать образование техногенных трещин (Захарова, Загидуллин, 2015).

Из рис. 11 видно, в период с 2001 по 2007 г. количество применяемых ГДМ было максимальным, а в последующий период и по настоящее время количество скважино-операций остается на уровне 2–3 тыс. с небольшой удельной эффективностью (0,4 тыс. т). Заметим, что эта дополнительная нефть получена из тех объектов

(залежей, пропластков, линз, целиков), добыть которую с применением других ГТМ было бы просто невозможно. Таким образом, данный метод необходимо продолжать использовать с целью доизвлечения «остаточной» нефти из разубоженных в результате неправильной разработки объектов.

Анализ технологической эффективности проведения ПМ

Прочие методы применяются преимущественно при проведении ремонтно-изоляционных работ, они включают в себя дострелы, перестрелы, возвраты на вышележащие пласты, приобщения пластов, изоляционные работы, интенсификация добычи (снижение депрессии на пласт), оптимизация и перевод на механическую добычу, работа с фондом скважин.

Из рис. 12 следует, что за анализируемый период дополнительная добыча за счет ПМ выросла на 40% преимущественно за счет увеличения проведенных скважино-операций практически в два раза: с 1444 в 2002 г. до 5800 в 2021 г. Это свидетельствует о том, что предприятия ТЭК активно внедряют указанные методы с целью сокращения простаивающего фонда скважин, увеличения наработки и вовлечения в добычу неработающих пластов.

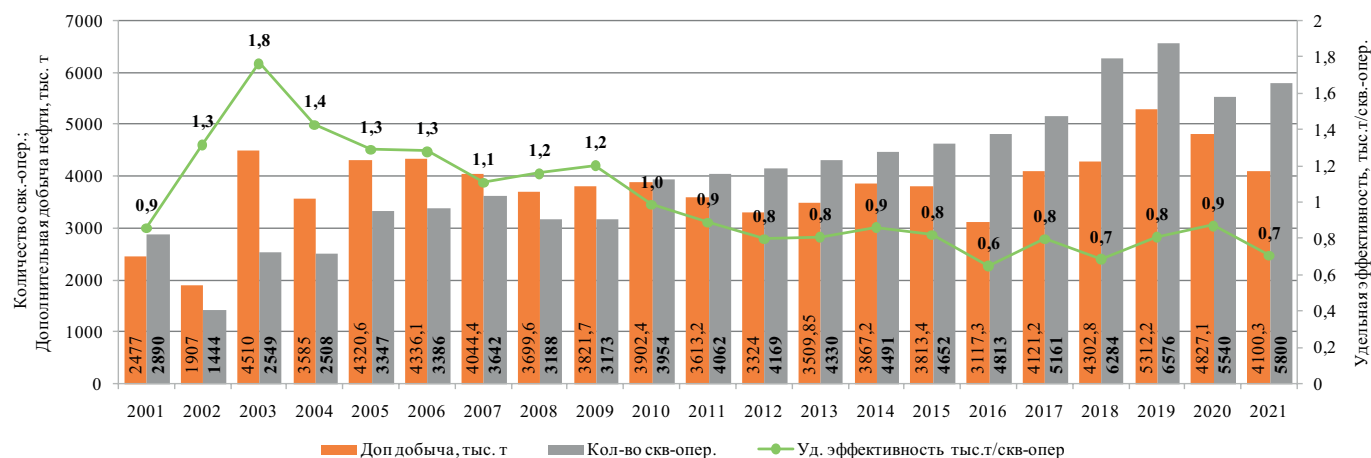


Рис. 12. Динамика скважино-операций и дополнительной добычи нефти от применения ПМ в период 2001–2021 гг.

Заключение

В ХМАО – Югре, несмотря на санкции, введенные западными странами, добыча нефти стабилизировалась на уровне 217–220 млн т, в том числе и за счет МПНП и ИДН.

Наиболее широко используемыми МПНП и ИДН являются ФХМ, ОПЗ и ПМ, а самыми эффективными методами, обеспечивающими максимальную дополнительную добычу, – ГРП, ЗБС и БГС.

Объем дополнительной добычи нефти за счет внедрения в производственном режиме МПНП и ИДН в период с 2001 по 2021 г. составил 620 млн т, или 12% от общей добычи в 5170 млн т.

Максимальная дополнительная добыча за счет МПНП и ИДН наблюдалась в период 2001–2004 гг. в основном за счет охвата указанными методами (до 50% и более) эксплуатационного фонда скважин. Начиная с 2013 г. объем дополнительной добычи незначительно, но постоянно увеличивался: с 8,6% в 2013 г. до 16,2% в 2021 г., т.е. практически в два раза.

Широкое применение МПНП и ИДН на разрабатываемых месторождениях, доля ТриЗ по которым достигает 70–75%, становится основным и безальтернативным способом повышения нефтеотдачи и требует дальнейшего проведения научных исследований в области обоснования оптимальных условий строительства и эксплуатации систем разработки.

Литература

- Астафьев В.Н., Самойлов М.И. (2015). Разработка трудноизвлекаемых запасов углеводородов: высокоскоростной МГРП Тюменской свиты Ем-Еговского месторождения. *Инженерная практика*, (5), с. 46–54.
- Водясов К.О. (2022). Основные направления реновации нефтегазового комплекса Югры. *Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXVI Междунар. симпозиума им. акад. М.А. Усова студентов и молодых учёных*. Томск: Нац. исслед. Том. политехн. ун-т, Т. 1, с. 110–112.
- Долгов М.Ф. (2021). Анализ эффективности применения потокоотклоняющих составов на месторождении Н. *Научный электронный журнал Меридиан*, (4), с. 177–179.
- Захарова Н.П., Загидуллин М.И. (2015). Анализ эффективности использования нестационарного заводнения в комплексе с адресными обработками нагнетательных скважин потокоотклоняющими составами. *Научный форум. Сибирь*, (1), с. 37–40.
- Коркунов В.В., Новиков М.В., Кузьменков С.Г. (2013). Упущенные возможности в стабилизации уровня добычи нефти. *Недропользование XXI век*, (4), с. 36–39.
- Кузьменков С.Г., Аюпов Р.Ш., Новиков М.В., Исаев В.И., Лобова Г.А., Стулов П.А., Бутин В.С., Астапенко Е.О. (2020). Методы увеличения нефтеотдачи на месторождениях Югры. *Известия Томского*

политехнического университета. *Инжиниринг георесурсов*, 331(4), с. 96–106. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/4/2597>

Кузьменков С.Г., Исаев В.И., Булатов В.И., Аюпов Р.Ш., Игенбаева Н.О., Кузьмин Ю.А., Стулов П.А. (2018). Развитие нефтегазового комплекса Югры, трудноизвлекаемые запасы. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 329(11), с. 103–113. <https://doi.org/10.18799/24131830/2018/11/214>

Кузьменков С.Г., Кузьмин Ю.А., Стулов П.А., Аюпов Р.Ш., Булатов В.И., Игенбаева Н.О., Исаев В.И., Лобова Г.А. (2019). Идентификация трудноизвлекаемых запасов нефти Югры. *Геофизический журнал*, 41(4), с. 114–124.

Нанишвили О.А., Пермин Д.Д., Самойлов В.Р. (2019). Анализ эффективности комплексного воздействия нестационарного заводнения в сочетании с обработками нагнетательных скважин потокоотклоняющими составами на месторождении «Х». *Межд. научно-исслед. журнал*, (4–1), с. 72–77. <https://doi.org/10.23670/IRJ.2019.82.4.014>

Оренбуркин А.В., Галкин Н.Ю., Марыина Н.Д., Козельская Н.В. (2019). Сопоставление выработки запасов нефти основными недропользователями ХМАО – Югры. *Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: XXII науч.-практ. конф.* Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, Т. 2, с. 44–52.

Полукеев С.М., Шпильман А.В., Кузьмин Ю.А., Коркунов В.В., Новиков М.В., Кузьменков С.Г. (2013). Стабилизация добычи нефти в Югре за счет трудноизвлекаемых запасов – миф или реальность? *Недропользование XXI век*, (5), с. 12–19.

Толстоыткин И.П., Мухарлямова Н.В., Печерин Т.Н., Стрельченко М.В. (2019). Оценка добычного потенциала нефтяных месторождений ХМАО – Югры в современных условиях. *Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: XXII науч.-практ. конф.* Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, Т. 1, с. 15–23.

Brekhtunsov A.M., Monastirev B.V., Nesterov I.I. Jr. (2011). Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 52(8), pp. 781–791. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.004>

Isaev V.I., Kuzmenkov S.G., Ayupov R.Sh., Kuzmin Yu. A., Lobova G.A., Stulov P.A. (2019). Hard-to-recover Reserves of Yugra Oil (West Siberia). *Geofizicheskii zhurnal*, 41(1), pp. 33–43.

Сведения об авторах

Станислав Григорьевич Кузьменков – доктор геол.-минерал. наук, профессор Высшей нефтяной школы, Югорский государственный университет
Россия, 628012, Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16

Максим Игоревич Королёв – кандидат тех. наук, доцент Высшей нефтяной школы, Югорский государственный университет
Россия, 628012, Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16

Максим Васильевич Новиков – заместитель директора, Департамент недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры
Россия, 628007, Ханты-Мансийск, ул. Студенческая, 2

Александра Николаевна Паляницина – кандидат тех. наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет

Россия, 199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д.2

Ольга Александровна Нанишвили – старший преподаватель высшей нефтяной школы, Югорский государственный университет

Россия, 628012, Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16

Валерий Иванович Исаев (1952–2023) – доктор геол.-минерал. наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Россия, 635050, Томск, пр. Ленина, 30

Статья поступила в редакцию 15.05.2023;

Принята к публикации 04.09.2023;

Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Efficiency of enhanced oil recovery's and oil production stimulation's methods at the oil fields of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra

S.G. Kuzmenkov^{1}, M.I. Korolev¹, M.V. Novikov², A.N. Palyanitsina³, O.A. Nanishvili¹, V.I. Isaev⁴*

¹Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russian Federation

²Department of Subsurface Management & Natural Resources of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra, Khanty-Mansiysk, Russian Federation

³Saint Petersburg Mining University, St.Petersburg, Russian Federation

⁴National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

*Corresponding author: Stanislav G. Kuzmenkov; e-mail: ksg.1948@ya.ru

Abstract. Stabilization of oil production at the level of 215–220 million tons/year, as well as its subsequent growth, is a priority task for the enterprises of the fuel and energy complex of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra (KhMAO – Yugra). It is impossible to achieve this without the active implementation of the most effective modern technologies for enhanced oil recovery. This article aims to analyze the methods of enhanced oil recovery and oil production stimulation methods (EOR and PS) used at the KhMAO – Yugra fields on an industrial scale, their features and their contribution to additional oil production from 2001 to 2021.

The article describes such technologies as sidetracking (STB), physical and chemical methods (FCM), hydraulic fracturing (HF), bottom-hole treatment (BHT), hydrodynamic methods (HDM), horizontal well drilling (SHD), as well as other geological and technical measures (GTM) aimed at optimizing well operation (other methods (OM)). The study showed that FCM, BHT and other well interventions became the most used. The share of additional oil produced through the use of EOR and PS has doubled since 2013: 8% in 2013, 16.2% in 2021. Hydraulic fracturing, deep drilling and sidetracking showed the highest efficiency. All this led to the stabilization of the annual oil production in KhMAO – Yugra and even to its growth in 2021.

The use of enhanced oil recovery methods on a non-alternative basis in developed fields is especially important, because the share of hard-to-recover reserves is high and reaches 80% for some companies in the Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra. For such fields, it is necessary to strengthen scientific research in the field of substantiation of optimal conditions for well construction, as well as the operation of development systems.

Keywords: hard-to-recover reserves, oil recovery factor, methods for enhanced oil recovery methods, oil production stimulation methods, retrospective analysis, Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra

Recommended citation: Kuzmenkov S.G., Korolev M.I., Novikov M.V., Palyanitsina A.N., Nanishvili O.A., Isaev V.I. (2023). Efficiency of enhanced oil recovery's and oil production stimulation's methods at the oil fields of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 129–139. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.16>

References

- Astafiev V.N., Samoilov M.I. (2015). Development of hard-to-recover hydrocarbon reserves: high-speed multi-stage hydraulic fracturing of the Tyumen suite of the Em-Egovskoye field. *Inzhenernaya praktika*, (5). (In Russ.)
- Brekhusov A.M., Monastyr'ev B.V., Nesterov I.I. Jr. (2011). Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 52(8), pp. 781–791. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.004>
- Dolgov M.F. (2021) Analysis of the effectiveness of the use of flow diverting compositions in the field N. *Nauchnyy elektronnyy zhurnal Meridian*, 4(57), pp. 177–179. (In Russ.)
- Isaev V.I., Kuzmenkov S.G., Ayupov R.Sh., Kuzmin Yu. A., Lobova G.A., Stulov P.A. (2019). Hard-to-recover Reserves of Yugra Oil (West Siberia). *Geofizicheskii zhurnal*, 41(1), pp. 33–43.
- Korkunov V.V., Novikov M.V., Kuzmenkov S.G. (2013). Missed opportunities in stabilizing the level of oil production. *Nedropol'zovanie XXI vek*, (4), pp. 36–39. (In Russ.)
- Kuzmenkov S.G., Ayupov R.Sh., Novikov M.V., Isaev V.I., Lobova G.A., et al. (2020). Methods for enhanced oil recovery at Yugra fields. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331(4), pp. 96–106. (In Russ.)
- Kuzmenkov S.G., Isaev V.I., Bulatov V.I., Ayupov R.Sh., Igenbaeva N.O., Kuzmin Yu.A., Stulov P.A. (2018). Development of the oil and gas complex of Yugra, hard-to-recover reserves. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(11), pp. 103–113. (In Russ.)
- Kuzmenkov S.G., Kuzmin Yu.A., Stulov P.A., Ayupov R.Sh., Bulatov V.I., et al. (2019). Identification of hard-to-recover oil reserves of Yugra. *Geofizicheskii zhurnal*, 41(4), pp. 114–124. (In Russ.)
- Nanishvili O.A., Permin D.D., Samoilov V.R. (2019). Effectiveness analysis of complex effects of unsteady water-flooding combined with processing of water injection wells by flow diverting compositions at the "X" field. *Mezhd. nauchno-issled. zhurnal*, 4–1(82), pp. 72–77. (In Russ.)
- Orenburkin A.V., Galkin N.Yu., Maryina N.D., Kozelskaya N.V. (2019). Comparison of the production of oil reserves by the main subsoil users of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra. *Ways to realize oil, gas and ore potential of KhMAO – Yugra: Proc. 22 Sci. Conf. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis*, pp. 44–52. (In Russ.)

Polukeev S.M., Shpilman A.V., Kuzmin Yu.A., Korkunov V.V., Novikov M.V., Kuzmenkov S.G. (2013). Stabilization of oil production in Yugra at the expense of hard-to-recover reserves – myth or reality? *Nedropol'zovanie XXI vek*, (5), pp. 12–19. (In Russ.)

Tolstolytkin I.P., Mukharlyamova N.V., Pecherin T.N., Strelchenko M.V. (2019). Estimation of the production potential of oil fields in KhMAO – Yugra in modern conditions. *Ways to realize oil, gas and ore potential of KhMAO – Yugra: Proc. 22 Sci. Conf.* Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, pp. 15–23. (In Russ.)

Vodyasov, K. O. (2022). The main directions of renovation of the oil and gas complex of Yugra. Problems of geology and subsoil development: *Proc. XXVI Int. Symp. named after Academician M.A. Usov of students and young scientists*, Vol. 1. Tomsk: National Research Tomsk Polytechnic University, pp. 110–112. (In Russ.)

Zakharova N.P., Zagidullin M.I. (2015). Analysis of the effectiveness of the use of non-stationary waterflooding in combination with targeted treatments of injection wells with diverting compounds. *Nauchnyy forum. Sibir*, (1), pp. 37–40. (In Russ.)

About the Authors

Stanislav G. Kuzmenkov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Higher Oil School, Yugra State University

16, Chekhov st., Khanty-Mansiysk, 628012, Russian Federation

Maksim I. Korolev – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Higher Oil School, Yugra State University

16, Chekhov st., Khanty-Mansiysk, 628012, Russian Federation

Maksim V. Novikov – Deputy Director, Department of Subsurface Management & Natural Resources of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra

2, Studencheskaya st., Khanty-Mansiysk, 628007, Russian Federation

Alexandra N. Palyanitsina – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Saint Petersburg Mining University

2, 21 line Vasilievsky Island, St. Petersburg, 199106, Russian Federation

Olga A. Nanishvili – Senior Lecturer, Higher Oil School, Yugra State University

16, Chekhov st., Khanty-Mansiysk, 628012, Russian Federation

Valery I. Isaev (1952–2023) – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Department of Geology, School of Earth Sciences & Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University

30, Lenin ave., Tomsk, 634050, Russian Federation

Manuscript received 15 May 2023;

Accepted 4 August 2023;

Published 30 September 2023