

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.2.114-128>

EDN ANTPUS

УДК 622.276.6

Потребность длительно разрабатываемых месторождений в третичных методах

Печёрин Т.Н.

АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования

им. В.И. Шпильмана», Тюмень, Россия

The need for tertiary methods in long-term field development

T.N. Pechyurin

V.I. Shpilman Research and Analytical Center for Rational Subsoil Use, Tyumen, Russia

E-mail: timofey_crn@mail.ru

Аннотация. В статье анализируется связь между охватом фонда скважин операциями по применению третичных методов воздействия на пласт и эффективностью выработки запасов нефти. В качестве критерия эффективности взята кратность запасов, в качестве материала для исследования – выборка длительно разрабатываемых нефтеносных месторождений ХМАО. По результатам анализа обоснованы величины охвата фонда скважин геолого-технологическими мероприятиями по применению основных третичных методов. Дополнительно в статье рассмотрена возможность обеспечения роста нефтедобычи за счет третичных методов и то, насколько увеличение добычи на поздней стадии разработки соотносится с эффективной выработкой запасов.

Ключевые слова: кратность запасов, гидроразрыв пласта, обработка призабойной зоны, физико-химические методы увеличения нефтеотдачи, гидродинамические методы, бурение боковых стволов, длительно разрабатываемые месторождения

Для цитирования: Печёрин Т.Н. Потребность длительно разрабатываемых месторождений в третичных методах // Нефтяная провинция.-2026.-№2(46).-С. 114-128. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.2.114-128>. - EDN ANTPUS

Abstract. The article analyzes the relationship between the coverage of the well stock by tertiary reservoir treatment operations and the efficiency of oil reserves extraction. The efficiency criterion is the ratio of reserves, and a sample of long-term oil fields of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug is used as a research material. Based on the analysis results, the

values of the well stock coverage by geological and technological measures for the main tertiary methods application are substantiated. Additionally, the article examines the possibility of increasing oil production through tertiary methods, and how the increase in production at the late development stage correlates with the efficient reserves development.

Key words: *multiplicity of reserves, hydraulic fracturing, treatment of the bottom zone, physical and chemical methods of increasing oil recovery, hydrodynamic methods, drilling of side wells, long-term development of fields*

For citation: T.N. Pechyorin Potrebnost' dlitel'no razrabatyvaemykh mestorozhdeniy v tretichnykh metodakh [The need for tertiary methods in long-term field development]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(46), 2026. pp. 114-128. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.2.114-128>. EDN ANTPUS (in Russian)

Введение

Под третичными методами [1] воздействия на пласт понимают технологии, повышающие добычные возможности скважин дополнительно к базовому уровню, обеспечиваемому за счет бурения скважин (первичное воздействие) и заводнения (вторичное воздействие).

В масштабе ХМАО – Югры третичные методы применяются в объемах порядка десятков тысяч скважинно-операций ежегодно, а дополнительная добыча, обеспечиваемая за их счет, оценивается на уровне, сопоставимом с добычей из новых скважин [2].

Основные третичные методы, применяемые на месторождениях округа – гидроразрыв пласта (на переходящем фонде), обработки призабойной зоны пласта, физико-химические методы увеличения нефтеотдачи, гидродинамические методы и бурение боковых стволов из скважин, чья эксплуатация была прекращена.

В перспективе (по мере реализации основной части проектного фонда) следует ожидать, что именно третичные методы окажутся основным инструментом поддержания нефтедобычи.

Проблемой в их применении остается качественный подход к обоснованию того или иного технологического решения. То есть обосновывается сама его применимость (или неприменимость) исходя из геолого-

физических условий и состояния разработки. Что касается количественных характеристик (объемов применения), то при подготовке проектных документов они закладываются исходя из результатов технологических расчетов. Последние основаны на гидродинамическом моделировании, что далеко не всегда бывает достоверно [3, 4, 5].

Кроме того, проектный объем геолого-технологических мероприятий может не выполняться недропользователем. Результатом такого подхода может стать совершенно произвольный набор мероприятий, никак не связанный с конечной целью рациональной разработки [6] – а именно наиболее полного извлечения из недр запасов нефти.

Целью настоящего исследования является оценка и обоснование количественных характеристик основных третичных методов воздействия на продуктивные пласты, достаточных для эффективной выработки запасов.

Практическая ценность результатов заключается в возможности использования их проектировщиками и недропользователями при составлении программ геолого-технологических мероприятий. Кроме того, эти результаты могут облегчить органам государственной власти РФ контроль действий недропользователя – и прежде всего выявление случаев нерационального недропользования.

Методологические подходы и материал для исследования

Основной исследуемой величиной в данной работе является кратность запасов нефти – т.е. соотношение текущих извлекаемых запасов и годовой добычи. В [7] кратность запасов рассматривается как показатель эффективности выработки запасов. При значениях больше 30 лет выработка запасов оценивается как неэффективная, поскольку возможность полного извлечения нефти, согласно утвержденным показателям, в обозримой перспективе, с учетом технологических и экономических ограничений, становится сомнительной. Однако и низкие (менее 10 лет) значения крат-

ности запасов выходят за рамки нормы, указывая на возможное занижение извлекаемых запасов.

Еще одной величиной для исследования послужило изменение добычи нефти в 2024 году – рост или снижение.

В качестве материала взята выборка нефтеносных месторождений ХМАО, разбуренных или близких к полной разбуренности, где реализация проектного фонда составляет более 95 %. Неразбуренными на таких месторождениях остаются краевые зоны или мелкие залежи. Так что ввод новых скважин (если он и продолжается) существенного влияния на состояние разработки оказать не может.

Из выборки исключены месторождения с кратностью запасов менее 10 лет. Осталось 48 месторождений, из которых:

- с кратностью запасов менее 30 лет – 19 месторождений;
- с кратностью запасов более 30 лет – 29 месторождений.

Таким образом, большинство месторождений выборки вырабатываются неэффективно. Кроме того, по 42 из 48 из них добыча нефти в 2024 году снижалась и только по шести росла.

При обосновании рекомендуемых величин охвата фонда скважин, сам фонд (как знаменатель) выбирался в зависимости от рассматриваемого метода (Табл. 1). В случае с методами интенсификации, поскольку воздействие осуществляется через добывающие скважины, анализировался охват действующего добывающего фонда. При использовании физико-химических методов увеличения нефтеотдачи и гидродинамических методов для воздействия используются нагнетательные скважины – и, соответственно, брался охват действующего нагнетательного фонда. Наконец боковые стволы бурятся из скважин, выбывших в бездействующий и консервационный фонд или ликвидированных. Относительно этого фонда и оценивался охват. Оценка влияния охвата фонда мероприятиями по применению третичных методов на эффективность выработки запасов и изменение

добычи выполнена с помощью статистического анализа. Также статистический анализ использовался при оценке соотношения эффективности выработки запасов и характера изменения добычи.

Таблица 1

Фонд, учитываемый при анализе охвата третичными методами

Третичные методы	Фонд скважин для оценки охвата
методы интенсификации (ГРП, ОПЗ)	действующий добывающий
физико-химические методы увеличения нефтеотдачи (ФХ МУН)	действующий нагнетательный
гидродинамические методы (ГДМ)	
бурение боковых стволов (БС)	выбывший (бездействующий, консервационный, ликвидированный)

Результаты исследования

Первое, что стоит отметить (Рис. 1), – из 6 месторождений выборки, где в 2024 году отмечен рост нефтедобычи, только на одном запасы вырабатываются с удовлетворительной эффективностью, т.е. кратность не превышает 30 лет. При этом необходимо отметить, что сам рост на данном месторождении незначительный – на уровне 0,4 %, что ближе к состоянию стабилизации. В этой связи стремление обеспечить рост отборов нефти на поздней стадии разработки представляется нерациональным.

С другой стороны, можно видеть, что и быстрое (более чем на 30 % за год) снижение добычи является признаком неэффективной выработки. Для месторождений же, которые вырабатываются эффективно, характерно умеренное снижение отборов – менее 20 или даже менее 10 % за год.

Из вышесказанного следует, что для обеспечения эффективной выработки запасов стоит избегать как резкого падения нефтедобычи, так и попыток роста, а по сути, поддерживать отборы на относительно стабильном уровне.

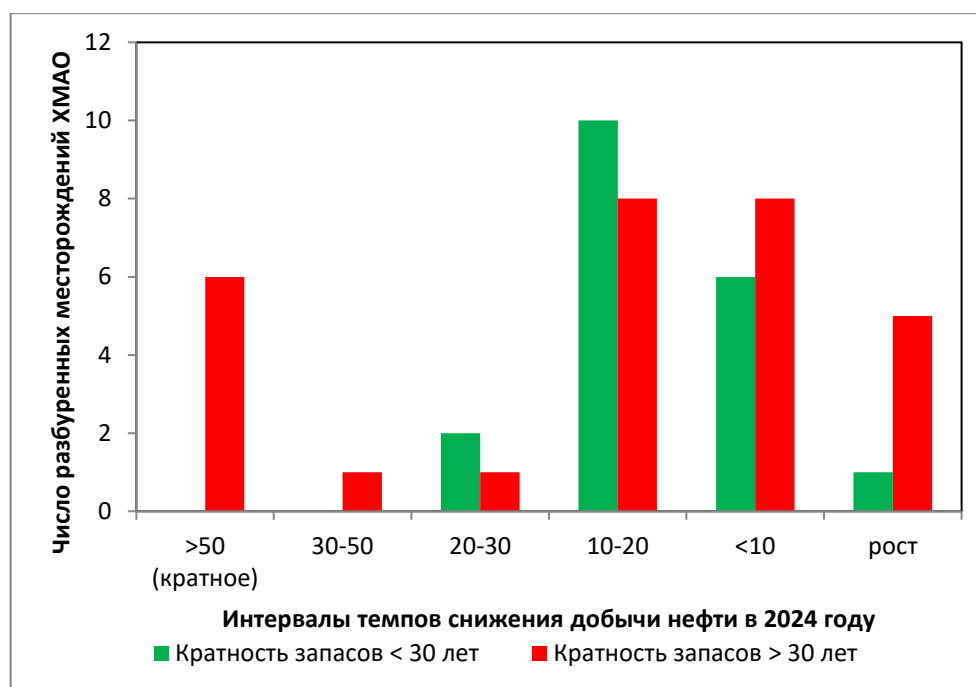


Рис. 1. Соотношение эффективности выработки и изменения добычи

В табл. 2 представлены результаты оценки корреляции охватов фонда операциями по применению третичных методов с кратностью запасов и темпами изменения добычи. Отрицательная корреляция с кратностью запасов означает, что метод способствует ее снижению, т.е. повышению эффективности выработки. Данное свойство отмечено по всем третичным методам, кроме ОПЗ, но более-менее значительная корреляция оценивается с охватом фонда операциями по применению физико-химических МУН, гидродинамических методов и гидроразрыва пласта.

Стоит также отметить, что влияние боковых стволов на эффективность выработки запасов оценивается на незначительном уровне. Напротив, в случае с темпами изменения добычи, только с охватом операциями по бурению боковых стволов корреляция значительно превышает ноль. Т.е. влияния на динамику добычи длительно разрабатываемого месторождения можно добиться только за счет бурения боковых стволов.

Таблица 2

Корреляция охватов фонда с кратностью запасов и темпами изменения добычи

Охват третичными методами	Корреляция с кратностью запасов	Корреляция с темпом роста добычи
действующего добывающего фонда ГРП	-0,192	0,022
действующего добывающего фонда ОПЗ	0,104	0,017
действующего нагнетательного фонда ФХ МУН	-0,246	0,027
действующего нагнетательного фонда ГДМ	-0,234	-0,020
выбывшего фонда бурением БС	-0,021	0,148

Далее (см. Рис. 2-6) выполнена оценка рекомендуемых охватов фонда скважин операциями по применению основных третичных методов.

Говоря о гидроразрыве пласта, стоит отметить, что на поздней стадии разработки его применение может иметь как отрицательные (в виде повышения водопритока [8]), так и положительные последствия. В последнем случае речь идет о селективной интенсификации низкопроницаемых интервалов [9], в меньшей степени охваченных выработкой. Данное обстоятельство обуславливает возможность эффективного применения гидроразрыва в т.ч. на длительно разрабатываемых месторождениях.

Соответственно, на 5 из 19 (26,3 %) месторождений с эффективной выработкой охват действующего добывающего фонда ГРП составляет от 2 % и выше (Рис. 2). Среди месторождений с неэффективной выработкой такой охват отмечен на 4 из 29 (13,8 %) месторождений, т.е. распространен в меньшей степени. Это позволяет оценить рекомендуемый охват операциями ГРП на уровне не менее 2 % от действующего добывающего фонда.

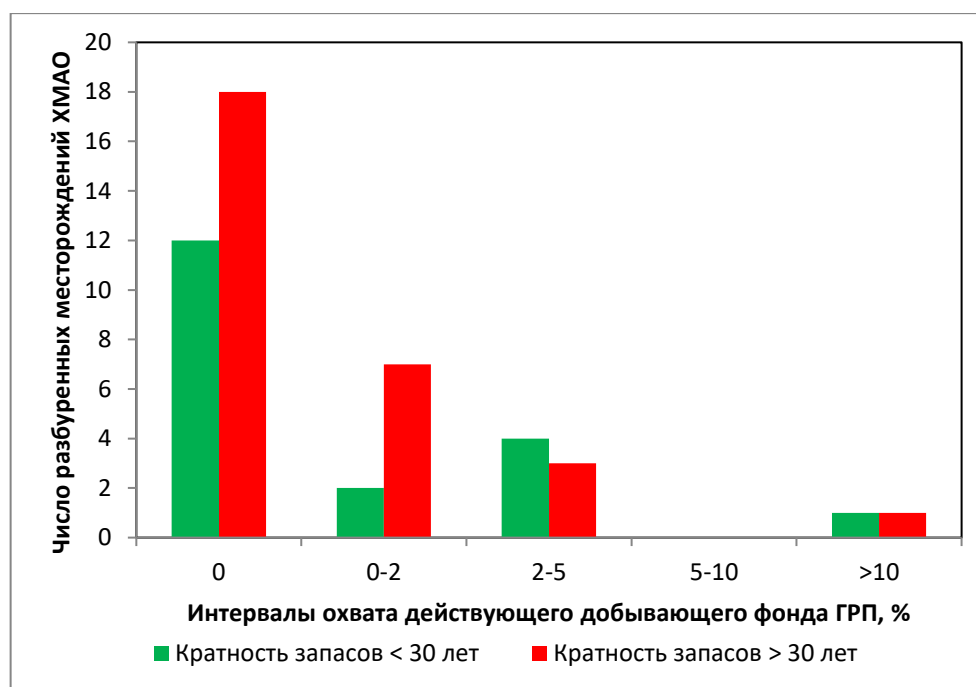


Рис. 2. Оценка влияния охвата действующего добывающего фонда операциями ГРП на эффективность выработки запасов

В случае с обработками призабойной зоны положительная корреляция с кратностью запасов указывает на негативное их влияние на выработку запасов длительно разрабатываемых месторождений. Плюс к тому (Рис. 3) на большинстве (10 из 19) месторождений с эффективной выработкой ОПЗ не проводились, а проводились на большинстве месторождений с неэффективной выработкой (16 из 29). Наконец, ни по одному из месторождений с эффективной выработкой действующего добывающего фонда ОПЗ не превышает 10 %, тогда как на месторождениях с неэффективной выработкой данная отметка превышена тремя месторождениями.

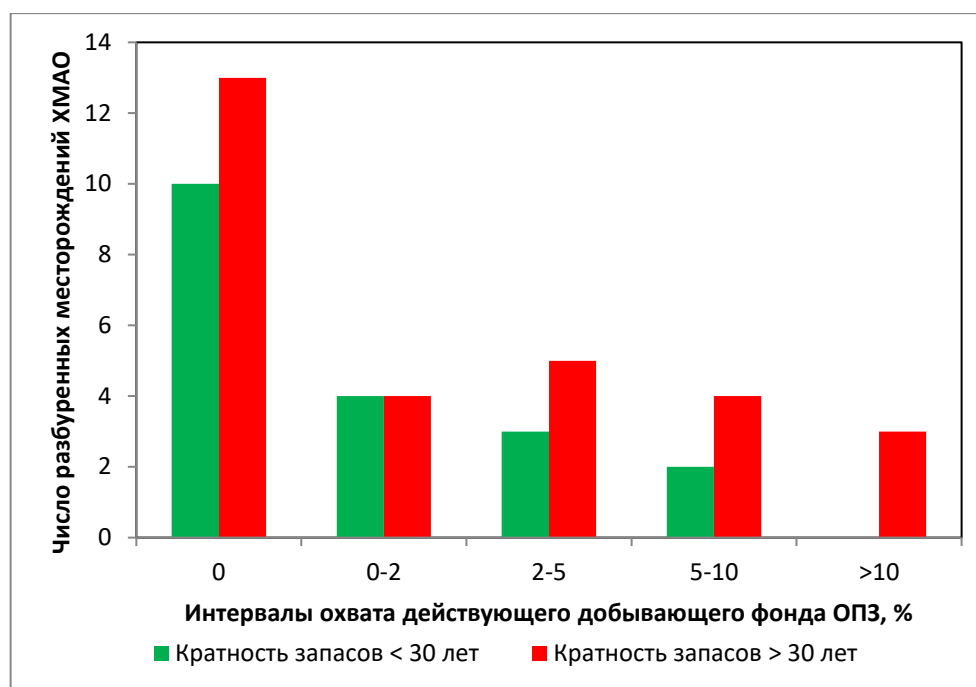


Рис. 3. Оценка влияния охвата действующего добывающего фонда операциями ОПЗ на эффективность выработки запасов

В этой связи применение обычных (химических) обработок призабойной зоны на поздней стадии разработки представляется нецелесообразным. В качестве альтернативы может рассматриваться комплексное (термогазохимическое) воздействие на основе поровых генераторов давления акустических (ПГДА) [10]. В выборке представлены два месторождения, на которых применялись ПГДА. По обоим кратность запасов составляет около 18 лет, т.е. выработка идет с удовлетворительной эффективностью.

Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи (ФХ МУН) на большинстве месторождений выборки не применяются независимо от кратности запасов (Рис. 4), притом что применение потокоотклоняющих технологий на поздней стадии разработки необходимо из-за высокой обводненности и необходимости ее ограничения [11].

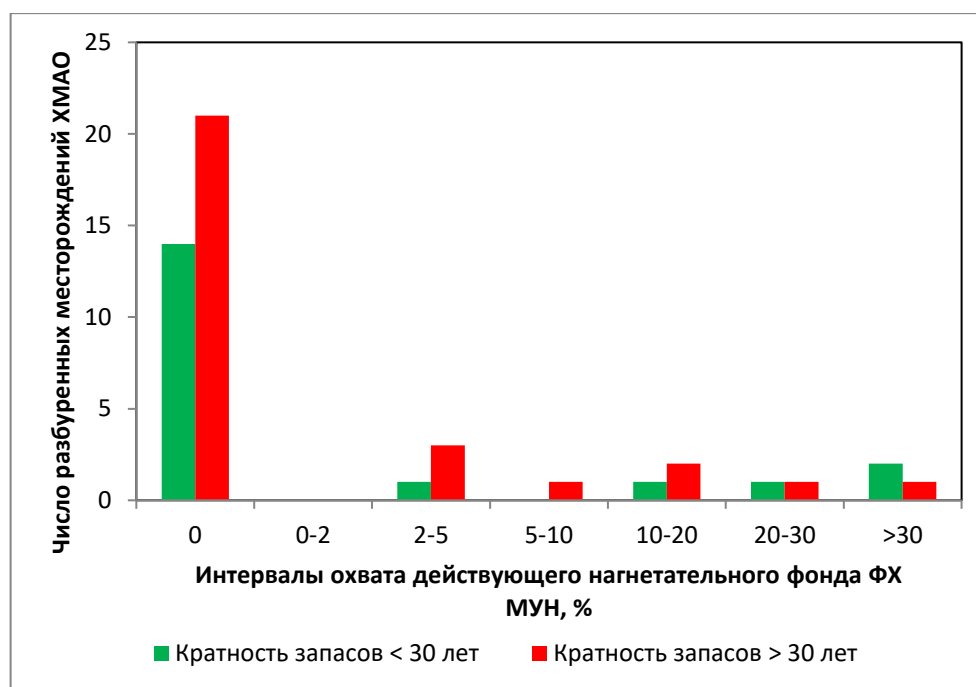


Рис. 4. Оценка влияния охвата действующего нагнетательного фонда операциями по применению физико-химических МУН на эффективность выработки запасов

Тем не менее, на 4 из 19 (21,1 %) месторождениях с эффективной выработкой охват действующего нагнетательного фонда операциями ФХ МУН превышает 5 %. Среди месторождений с неэффективной выработкой такой охват отмечен на 5 из 29 (17,2 %), т.е. доля месторождений с эффективной выработкой выше. Соответственно, рекомендуемый охват действующего нагнетательного фонда мероприятиями по применению ФХ МУН оценивается на уровне не менее 5 %.

В условиях ХМАО гидродинамические методы (ГДМ) в последние годы показывают низкую эффективность [12] – в т.ч. из-за того, что они направлены на перераспределение фильтрационных потоков по площади, тогда как чаще имеет место неэффективная выработка разреза.

Как и ОПЗ, гидродинамические методы не применяются на большей части месторождений с эффективной выработкой, но применяются на большинстве месторождений, где кратность запасов превышает 30 лет (Рис. 5). На 15 из 19 (78,9 %) месторождений с меньшей кратностью запасов охват действующего нагнетательного фонда не превышает

ет 10 %. Среди месторождений с кратностью запасов больше 30 лет охват свыше 10 % отмечен на 20 из 29 месторождений (69 %). Поскольку во втором случае доля ниже, целесообразно ограничить охват операциями по применению гидродинамических методов отметкой в 10 % от действующего нагнетательного фонда. Совсем отказываться от применения не стоит, поскольку (в отличие от ОПЗ) корреляция с кратностью запасов все же отрицательная (см. табл. 2).

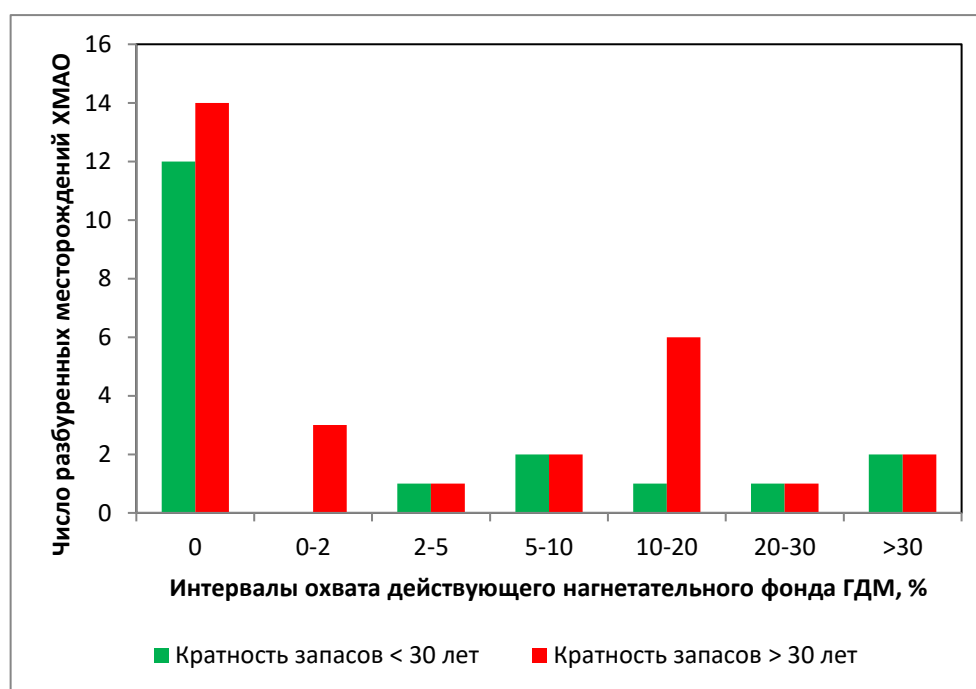


Рис. 5. Оценка влияния охвата действующего нагнетательного фонда операциями по применению гидродинамических методов на эффективность выработки запасов

Наконец, рассматривая бурение боковых стволов, стоит отметить, что на месторождениях с эффективной выработкой охват не превышает 20 % от выбывшего фонда (Рис. 6). Более того, охват даже свыше 10 % отмечен на одном месторождении с эффективной выработкой и трех месторождениях с кратностью запасов более 30 лет.

По всей видимости, слишком интенсивное применение данного метода может происходить в ущерб качеству – прежде всего в контексте адресности. В связи с чем имеет смысл ограничить охват выбывшего фонда операциями по бурению боковых стволов отметкой в 10 %.

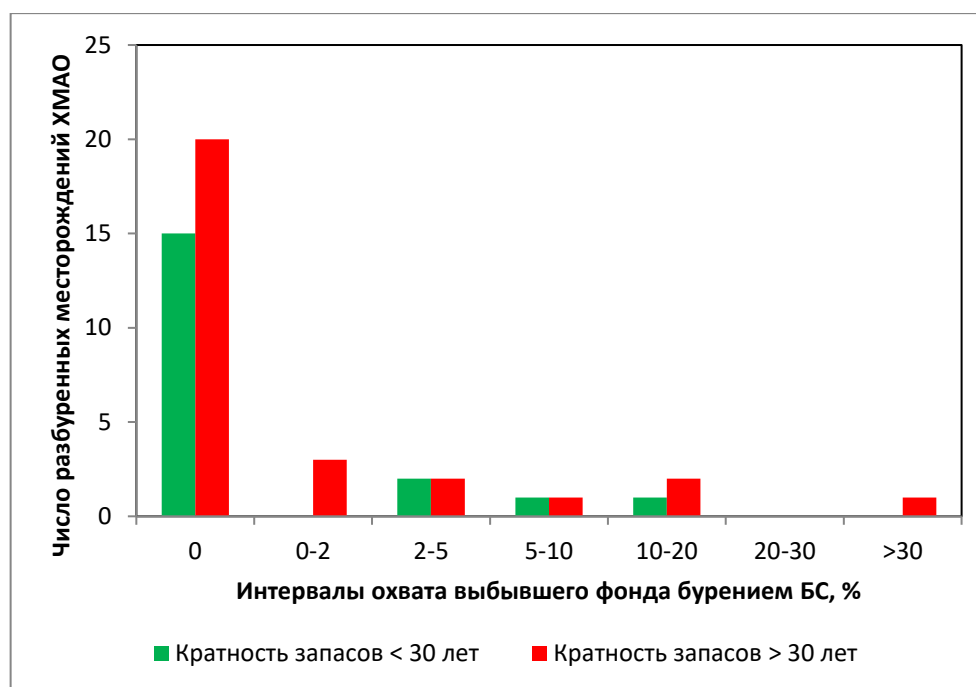


Рис. 6. Оценка влияния охвата выбывшего фонда операциями по применению гидродинамических методов на эффективность выработки запасов

Рекомендуемые значения охвата фонда третичными методами были сопоставлены со средними показателями по ХМАО (Табл. 3), полученными по данным АУ ХМАО НАЦ РН им. В.И. Шпильмана. В целом практика применения третичных методов на месторождениях округа количественно соответствует обоснованным выше (и рекомендованным) параметрам. В качестве возможных направлений развития может быть рекомендовано увеличение объемов применения физико-химических МУН и проведению селективных ГРП, а также отказ от традиционных (химических) ОПЗ с их заменой термогазохимическим воздействием.

Таблица 3

**Сравнение рекомендуемых значений охвата фонда третичными методами
с средними по ХМАО**

Охват третичными методами	Рекомендуемые	В среднем по ХМАО
действующего добывающего фонда ГРП	>2	3,1
действующего добывающего фонда ОПЗ	не применять	6,2
действующего нагнетательного фонда ФХ МУН	>5	14,3
действующего нагнетательного фонда ГДМ	<10	7,3
выбывшего фонда бурением БС	<10	3,9

Список литературы

1. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
2. Правительство Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. О концепции развития ресурсной базы углеводородного сырья Ханты-Мансийского автономного округа - Югры: Распоряжение от 25.08.2025 № 391-рп. – Текст: электронный // Департамент недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры: сайт URL: https://depprirod.admhmao.ru/upload/iblock/e1a/e0y0ksb5y0zw71s7728o6mdeblhuvl ok/391_rp.pdf.
3. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 516 с.: ил.
4. Карасёв В.И. Состояние и перспективы развития недропользования в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа: Материалы XI научной конференции – Ханты-Мансийск: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2008. – Т.1. – С. 7-25.
5. Печёрин Т.Н. Использование показателей проектных документов на разработку месторождений УВС при прогнозировании добычи нефти в целом по ХМАО – Югре. Анализ и основные проблемы // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири (двадцать восьмая научно-практическая конференция) [Электронный ресурс] / Под редакцией А.Г. Копытова, Л.М. Захаровой. – Текст: электронный – Ханты-Мансийск. – 2025. – С. 142-152.
6. Российская Федерация. Министерство природных ресурсов и экологии. Об утверждении правил разработки месторождений углеводородного сырья: Приказ МПР РФ от 20.09.2016 № 356. – Текст: электронный // ГАРАНТ: сайт. URL: <https://base.garant.ru/71475396/?ysclid=m2lhv9smt5321645356>.
7. Мулявин С.Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений. [Электронный ресурс]: учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 215 с.
8. Бобков Д.О. Проблемы, возникающие при проведении ГРП, и возможности их решения // Современные научные исследования и инновации. – 2017. – № 7 [Электронный ресурс]. URL: <https://web.snauka.ru/issues/2017/07/84111>.
9. Власенко, Е.В. Классификация гидроразрывов пласта. Проектирование операций ГРП – Текст: непосредственный // Молодой ученый. – 2019. – № 2 (240). – С. 16-18. – URL: <https://moluch.ru/archive/240/55594>.
10. Пат. 2151282 Российская Федерация, МПК E21B43/26. Устройство для термогазохи-

мической обработки продуктивного пласта / Пелых Н.М., Аликин В.Н., Пивкин Н.М. и др.; опубл. 20.06.2000.

11. Трифонов Т.В. Саттаров Р.И. Хурматуллин А.В. Сазонов Д.В. Физико-химические МУН на поздней стадии разработки месторождений // Экспозиция нефть газ. – 2015. – № 7 (46). – С. 26-29. – URL: <https://www.runeft.ru/upload/iblock/d57/d571eab041f3022ce1d4e36c2b5dcb38.pdf>.
12. Шакурова. А.Ф., Шакурова А.Ф. Учет неоднородности по проницаемости продуктивных пластов при планировании гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пластов в условиях месторождения N // Вестник евразийской науки. – 2023. – Т. 15. – № 1. URL: <https://esj.today/PDF/38NZVN123.pdf>.

References

1. Surguchev M.L. Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov [Secondary and tertiary methods of increasing oil recovery]. – M.: Nedra, 1985. – 308 p.
2. Government of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra. O koncepcii razvitiya resursnoj bazy` uglevodorodnogo syr'ya Xanty`-Mansijskogo avtonomnogo okruga - Yugry` [On the Concept of Development of the Resource Base of Hydrocarbon Raw Materials in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra]: Order No. 391-rp dated 25.08.2025. – Text: electronic // Department of Subsoil Use and Natural Resources of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra: website URL: https://depprirod.admhmao.ru/upload/iblock/e1a/e0y0ksb5y0zw71s7728o6mdeblhuvl ok/391_rp.pdf.
3. Ly`senko V.D. Innovacionnaya razrabotka neftyany`x mestorozhdenij [Innovative development of oil fields]. – Nedra-Businesscenter LLC, 2000. – 516 p.: ill.
4. Karasyov V.I. Sostoyanie i perspektivy` razvitiya nedropol`zovaniya v Xanty`-Mansijskom avtonomnom okruge – Yugre [Status and Prospects for Subsoil Use in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra] // Ways to Realize the Oil and Gas Potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug: Proceedings of the 11th Scientific Conference – Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis Publishing House – Vol.1. – Pp. 7-25.
5. Pechyorin T.N. Ispol`zovanie pokazatelej proektny`x dokumentov na razrabotku mestorozhdenij UVS pri prognozirovanii doby`chi nefti v celom po XMAO – Yugre. Analiz i osnovny`e problemy` [Using the indicators of project documents for the development of hydrocarbon fields in the forecasting of oil production in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra. Analysis and main problems] // Ways of Realization of the Oil and Gas Potential of Western Siberia (Twenty-Eighth Scientific and Practical Conference) [Electronic resource] / Edited by A.G. Kopytov and L.M. Zakharova. – Text: electronic – Khanty-Mansiysk. – 2025. – Pp. 142-152.
6. The Russian Federation. Ministry of Natural Resources and Ecology. Ob utverzhdenii pravil razrabotki mestorozhdenij uglevodorodnogo syr'ya [On approval of the rules for the development of hydrocarbon deposits]: Order of the MNR of the Russian Federation dated 09/20/2016 No. 356. – Text: electronic // GARANT: site. URL: <https://base.garant.ru/71475396/?ysclid=m2lhv9smt5321645356>.
7. Mulyavin S.F. Osnovy proektirovaniya razrabotki neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij [Fundamentals of designing the development of oil and gas fields]. [Electronic resource]: textbook. – Tyumen: TSOGU, 2012. – 215 p.
8. Bobkov D.O. Problemy`, vznikayushhie pri provedenii GRP, i vozmozhnosti ix resheniya [Problems Arising During Hydraulic Fracturing and Their Solutions] // Modern Scientific Research and Innovations. – 2017. – No. 7 [Electronic resource]. URL: <https://web.snauka.ru/issues/2017/07/84111>.

9. Vlasenko, E.V. Klassifikaciya gidrorazry`vov plasta. Proektirovanie operacij GRP [Classification of Hydraulic Fracturing. Design of Hydraulic Fracturing Operations] Young Scientist, 2019, No. 2 (240), pp. 16-18. URL: <https://moluch.ru/archive/240/55594>.
10. Pat. 2151282 Russian Federation, IPC E21B43/26. Ustrojstvo dlya termogazoximicheskoy obrabotki produktivnogo plasta [Device for thermogas-chemical treatment of a productive formation] / Pelykh N.M., Alikin V.N., Pivkin N.M., et al.; publ. 20.06.2000.
11. Trifonov T.V., Sattarov R.I., Khurmatullin A.V., and Sazonov D.V. Fiziko-ximicheskie MUN na pozdnej stadii razrabotki mestorozhdenij [Physical and Chemical Methods of Oil Recovery at the Late Stage of Field Development] // Exposition of Oil and Gas. – 2015. – No. 7 (46). – Pp. 26-29. – URL: <https://www.runeft.ru/upload/iblock/d57/d571eab041f3022ce1d4e36c2b5dcb38.pdf>.
12. Shakurova. A.F., Shakurova A.F. Uchet neodnorodnosti po proniczaemosti produktivny`x plastov pri planirovanii gidrodinamicheskix metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov v usloviyax mestorozhdeniya N [Taking into account the permeability heterogeneity of productive formations when planning hydrodynamic methods of increasing oil recovery in the conditions of the N field] // Bulletin of Eurasian Science. – 2023. – Vol. 15. – No. 1. URL: <https://esj.today/PDF/38NZVN123.pdf>.

Сведения об авторах

Печёрин Тимофей Николаевич, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана»

Россия, 625026, г. Тюмень, ул. Малыгина, 75

E-mail: timofey_crn@mail.ru

Authors

T.N. Pechyurin, Candidate of Technical Sciences, Senior Researcher, V.I. Shpilman Research and Analytical Center for Rational Subsoil Use

75 Malygina St., Tyumen, 625026, Russian Federation

E-mail: timofey_crn@mail.ru

Статья поступила в редакцию 27.10.2025

Принята к публикации 24.06.2026

Опубликована 30.06.2026