

ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«ЦЕНТР ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
АКАДЕМИИ НАУК РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН»
АВТОНОМНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО
АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ
«НАУЧНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР РАЦИОНАЛЬНОГО
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ИМ. В. И. ШПИЛЬМАНА»

УТВЕРЖДАЮ
Директор

_____ М. Р. Сафиуллин
(подпись)
« ____ » _____ 2021 г.

РЕФЕРАТ

Отчета о результатах научно-исследовательской работы
«Актуализация стратегии социально-экономического развития
Ханты-Мансийского автономного округа – Югры до 2030 года»

Том 12
Нефтегазодобывающая отрасль

Структура нефтегазодобывающей отрасли по составу хозяйствующих субъектов

В 2020 г. в Ханты-Мансийском автономном округе - Югре *добыто 211 млн т нефти, что составило 41% добычи России и 5.1% от мировой добычи.* Добыча в России снизилась на 8,6% до 512,8 млн тонн, это минимум за 10 лет.

В 2020 году произошло падение спроса из-за ограничений в мировой торговле, что привело к избыточности предложений на рынке нефти. Чтобы стабилизировать ситуацию страны ОПЕК+ при участии России договорились снизить суточную добычу нефти на 1,36 млн тонн. При этом для России и Саудовской Аравии были установлены самые большие ограничения.

Добычу нефти на территории округа производили 8 вертикально интегрированных компаний и 15 независимых недропользователей, которые объединены для удобства в Прочие НК.

Добыча нефти в округе в 2020 г. велась на 299 лицензионных участках по 291 месторождению. За 2020 г. начата добыча по 3 месторождениям: Западно - Талинскому, Малопотанайскому и Лунгорскому.

Ресурсная обеспеченность отрасли, состояние и степень воспроизводства минерально-сырьевой базы

На рисунке 1 приведена структура текущих извлекаемых запасов нефти ХМАО – Югры на 01.01.2021 г.

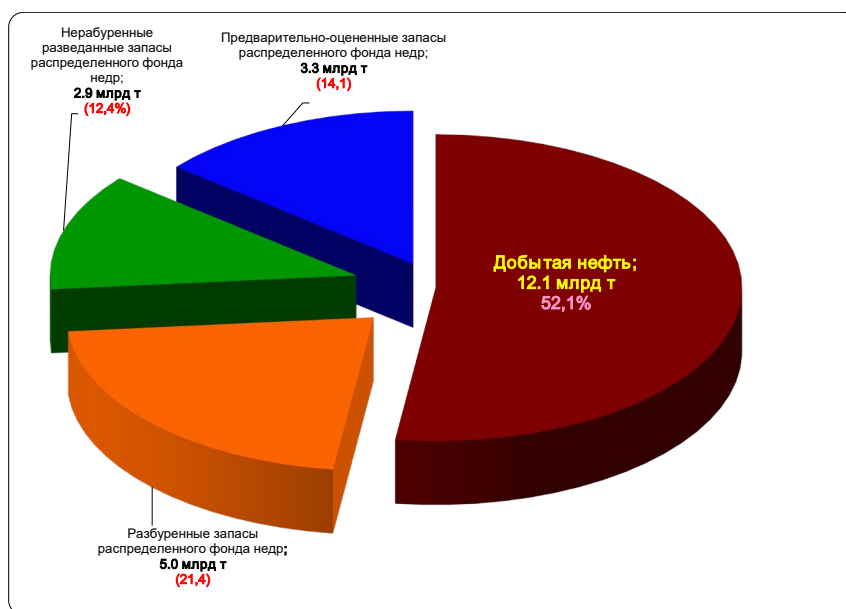


Рисунок 1 - Структура текущих извлекаемых запасов нефти ХМАО – Югры по состоянию на 01.01.2021 г.

Накопленная добыча нефти с начала разработки 12.1 млрд т, или 52.1% запасов округа. Текущие запасы промышленных категорий распределенного фонда недр составляют 26.3%, 14.1% – это запасы категории С₂. Кроме того, в нераспределенном фонде имеется 2% промышленных запасов и 3% предварительно оцененных запасов категории С₂.

Основная часть текущих извлекаемых запасов сосредоточена в коллекторах с проницаемостью менее 50 мД. Значительный объем (2,8 млрд т) запасов нефти залегает в пластах с проницаемостью более 50 мД и обводненностью более 70 %. Несмотря на большую обводненность, данные пласты по-прежнему обладают значительным добычным потенциалом и являются привлекательным объектом для дальнейшей разработки. Еще 2,4 млрд т запасов содержат продуктивные пласты с проницаемостью от 10 до 50 мД и обводненностью продукции 56 %. Выработанность начальных извлекаемых запасов нефти этих пластов составляет 44 %, что обуславливает их первоочередную привлекательность для разработки.

В пластах с проницаемостью от 2 до 10 мД содержится 2.7 млрд т извлекаемых запасов нефти с обводненностью продукции 36.2 % и выработанностью начальных извлекаемых запасов 27 %. В низкопроницаемых пластах с проницаемостью менее 2 мД содержится 3.2 млрд т запасов нефти, которые с применением современных технологий также являются объектами разработки. Таким образом **доля низкопроницаемых (менее 10 мД) в текущих запасах округа составляет 52 %, включая 28 % в пластах, на которые распространяются льготы по налогообложению.**

Запасы с выработкой более 60 % характеризуются очень высокой степенью обводненности продукции (средне значение 94 %) и относятся к пластам со средним проектным значением КИН 39,9 %, т.е. с лучшими добычными возможностями. По мере снижения процента выработанности запасов, степень обводненности продукции продолжает оставаться более 70 % при значениях КИН на уровне 31, 2-31,5 %.

Запасы с величинами проектного КИН более 30 % характеризуются средней выработкой 65,1 % и обводненностью продукции в среднем 90,4 %.

Низкая (менее 40 %) выработка НИЗ и обводненность менее 50 % характерны для объектов с низким (менее 30 %) проектным КИН. Низкие значения КИН указывают на менее благоприятные геолого-физические условия по сравнению с другими участками месторождений и, как следствие, меньшую привлекательность для разработки.

Помимо рассмотренной выборки, **в распределенном фонде недр числятся невовлеченными в разработку 131 участок месторождений.** Запасы указанных участков составляют 355 и 183 млн тонн соответственно геологических и извлекаемых со средним проектным КИН 23,3 %.

Наибольшая выработка запасов, превышающая 60%, у нефтяных компаний: ПАО «Сургутнефтегаз», АО «Томскнефть» ВНК, ПАО «ЛУКОЙЛ». Не превышают 40% выработанности запасов АО НК Нефтиса и Прочие НК, то есть, те недропользователи, которые имели возможности использовать «свежие» запасы.

Высокая степень обводненности продукции характерна для всех компаний. Не превышает 80% только у ПАО "Газпром", ПАО "НК РуссНефть", АО НК Нефтиса и Прочие НК так как данные компании разрабатывают преимущественно более новые месторождения.

Значения проектного КИН у всех компаний менее 40%, 40% предел превышен только у ПАО "НК Славнефть" за счет ввода в начальный период высокопродуктивных залежей месторождений.

Текущие извлекаемые запасы округа промышленных категорий еще весьма значительны и способны обеспечить добычу нефти на протяжении 37 лет. Наибольшая кратность текущих запасов годовой добыче 2020 года у Прочих НК (74 года), ПАО НК «Русснефть» (67 лет) и ПАО "НК Славнефть" (70 лет). На уровне 23-35 лет кратность у ПАО НК «ЛУКОЙЛ», ПАО "Сургутнефтегаз", ПАО "Газпром" и наименьшая у «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.».

Следует подчеркнуть еще одну особенность выработки запасов, которая заключается в том, что с течением времени доля высокопродуктивных запасов в добыче нефти уменьшается, а доля менее продуктивных запасов увеличивается.

В начальный период разработки высокопродуктивные извлекаемые запасы мелового нефтегазового комплекса с КИН – 0,400 составляли 77% и обеспечили 87% накопленной добычи округа, а менее продуктивные запасы ачимовского комплекса с КИН – 0,280 и юрского комплекса с КИН – 0,308 составляли 22,5% и обеспечили около 13% добычи округа. В настоящее время доля извлекаемых запасов высокопродуктивного мелового комплекса снизилась до 55,6% с добычей 55,4%, а **доля ачимовского + юрского комплексов возросла до 29,5% с добычей около 32,7%.**

Основная добыча нефти по округу обеспечивается месторождениями, введенными в разработку до 1995 г. За 2020 год добыча нефти из этих месторождений составила 77,1% (162,5 млн т) окружной добычи. Следует отметить, что несмотря на высокую обводненность продукции, запасы длительно разрабатываемых месторождений остаются значительными – 6,2 млрд т (82,5 %) и являются одним из факторов поддержания уровня добычи нефти в округе.

Состояние производственной инфраструктуры нефтегазодобычи Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

На территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры по состоянию на 1.01.2021 г. для обеспечения нефтедобычи на лицензионных участках имеется 15 980 кустов скважин, 405 объектов сбора нефти и газа, 289 установок предварительного сброса пластовой воды, 118 установок подготовки нефти, 53 985 км нефтепроводов.

За 2020 год нефтяными компаниями-недропользователями в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре построено: 4750 новых эксплуатационных скважин, 255 кустовых площадок, 689 км трубопроводов сбора нефти, 86 км трубопроводов транспорта нефти. Количество построенных и введенных в 2020 г. эксплуатационных скважин по сравнению с прошлым годом выросло на 4%.

За период 1996 – 2020 годы в округе пробурено 89,549 тыс. скважин.

Действующий эксплуатационный фонд добывающих скважин в целом по округу непрерывно растет. С 1996 г. он увеличился на 54,721 тыс. скважин (рис.2).

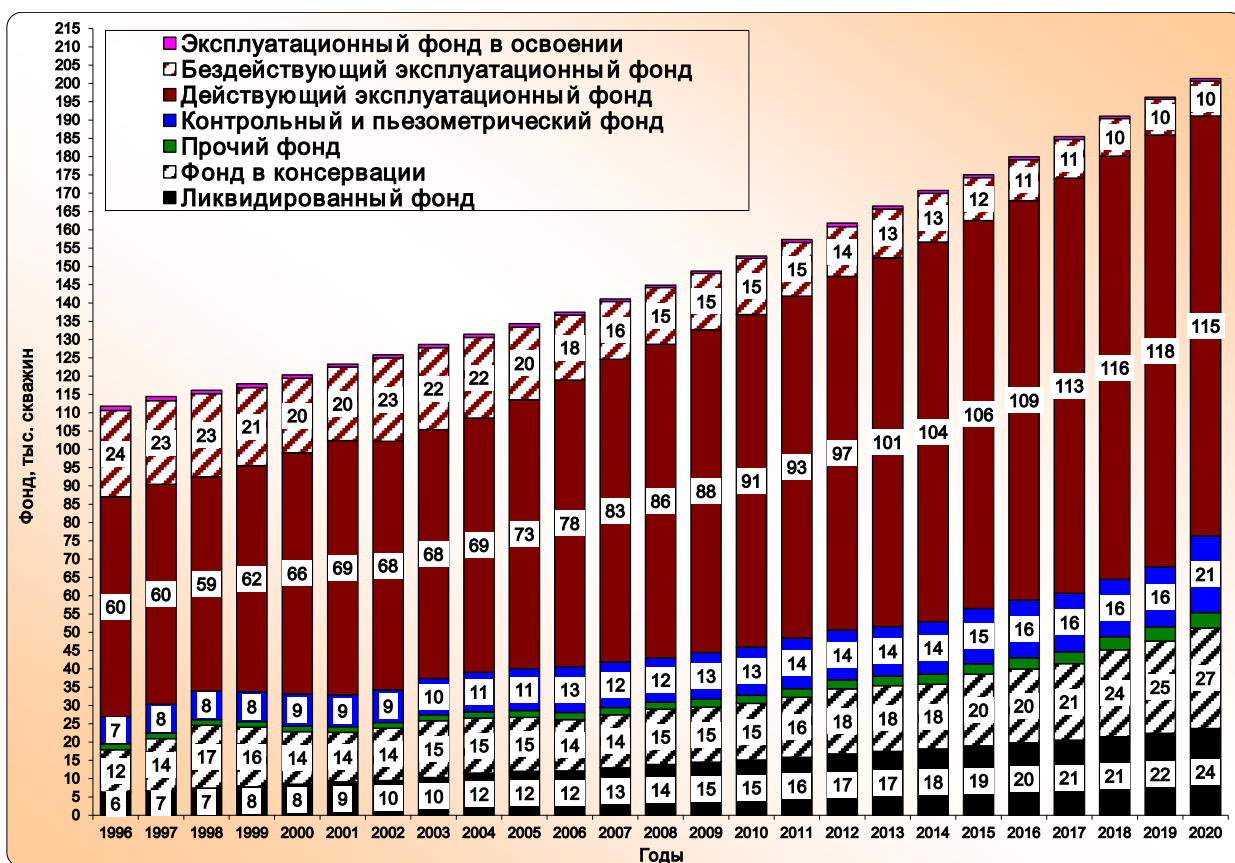


Рисунок 2 - Распределение пробуренного фонда скважин по ХМАО – Югре

Коэффициент его использования за этот период вырос с 70,9 до 91,8 %, а неработающий вырос немного до 37 тыс. скважин, что связано с остановкой скважин и ограничением добычи нефти по ОПЕК в 2020 году.

В 2020 г. с дебитами менее 5 т/сут и с обводненностью продукции более 95% в Югре работало 50.7 тыс. скважин (59.2% действующего добывающего фонда), которые обеспечивали добычу 44.6 млн т нефти, или 23% годовой добычи. Это свидетельствует о том, что **значительная часть нефти на месторождениях Югры добывается из низкодебитного и высокообводненного фонда.** В тоже время видно, что в сравнении с 2018 годом, **низкодебитный высокообводненный фонд увеличился на 2.7 тыс. ед.**

Лицензионные участки ХМАО – Югры, на которых ведется поиск, разведка и добыча нефти, имеют различную степень обустроенности объектами производственной инфраструктуры. Все множество лицензионных участков по этому принципу можно разделить на четыре группы:

- неразрабатываемые участки, на которых отсутствуют объекты внешней производственной инфраструктуры – нефтепроводы транспорта нефти, автодороги с твердым покрытием, объекты электроснабжения, объекты подготовки и перекачки нефти, а также не ведется строительство этих объектов;
- вводимые участки, на которых или только строятся объекты внешней инфраструктуры, или уже существует комплекс необходимых объектов, однако пока нет или только начато строительство системы добычи и сбора нефти (эксплуатационных скважин и промыслового обустройства);
- обустроенные участки, на которых существует комплекс объектов внешней инфраструктуры и промыслового обустройства (кусты скважин, промысловые коммуникации, объекты сбора, подготовки и транспорта нефти и т.д.), однако разбуривание запасов по месторождениям участка еще не закончено; возможно расширение обустроенной площади участка;
- разбуренные участки с имеющейся инфраструктурой, промысловым обустройством и пробуренными скважинами, на которых ведется в основном уплотнение сетки скважин, разбуривание вторых стволов скважин, капитальный ремонт и реконструкция объектов.

В распределенном фонде на территории Ханты-Мансийского автономного округа к группе разбуренных можно отнести 105 участков (23%), обустроенных – 118 участков (26%), новых – 64 участка (14%) и неразрабатываемых – 170 участков (37%).

Также по территории округа проходят магистральные газопроводы и нефтепроводы, длина которых составляет около 16 тысяч километров.

К промысловым трубопроводам относятся: нефтесборные сети; напорные водоводы системы ППД; межпромысловые – напорные нефтепроводы; низконапорные водоводы; выкидные линии добывающих скважин; напорные линии нагнетательных скважин; напорные газлифтные газопроводы; газопроводы внутрипромысловые; газопроводы транспорта газа; продуктопроводы.

Кроме того, на объектах подготовки нефти и воды, компрессорных станциях эксплуатируется большое количество технологических трубопроводов.

В последние 5 лет для обустройства новых лицензионных участков, а также обеспечения безаварийной работы действующих трубопроводных сетей, объем нового

строительства, реконструкции и капитального ремонта в автономном округе в среднем ежегодно составляет около 3.3 тыс. км трубопроводов.

В 2020 году было введено 1246 км, реконструировано и отремонтировано 1767 км трубопроводов. С 2017 года акцент смещается в сторону реконструкции, т. е. протяженность реконструируемых трубопроводов больше, чем вновь построенных.

Состояние основных площадных производственных объектов

На нефтяных промыслах чаще всего используют централизованную схему сбора и подготовки нефти. Нефть вместе с газом и пластовой водой от группы скважин поступает на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ), где производится учет точного количества поступающей от каждой скважины нефти. На ДНС (дожимной насосной станции) производится первичная сепарация для частичного отделения пластовой воды, нефтяного газа и механических примесей с направлением отделенного газа по газопроводу на КС (компрессорную станцию), ГПЗ (газоперерабатывающий завод), в систему магистральных газопроводов.

Не все недропользователи имеют оборудование, необходимое для подготовки нефти товарного качества, поэтому они пользуются услугами других компаний. Так, на объекты подготовки ПАО «ЛУКОЙЛ» «сторонняя» нефть поставлялась компаниями ООО «Турсунт» и АО «Ритэк», входящими в его структуру; на ЦПС Ермаковский (АО «Нишневартовское НП», НК Роснефть) – АО «Мохтикнефть» (ПАО НК «РуссНефть»); на объекты НГК Славнефти - ООО «Газпромнефть-Хантос»; на ЦППН Песчаный (ПАО НК «РуссНефть») - АО «Ханты-Мансийская НК»; на ЦПС Ершовый (ООО «Тарховское») - ООО «Руфьеганнефтегаз».

Некоторые объекты подготовки работают на пределе своей проектной мощности или с незначительным ее превышением: ЦППН-8 Приобский, ЦПС Соровский, принадлежащие ПАО «Роснефть»; УПН Нижне-Шапшинский (ПАО НК «РуссНефть»), ДНС Зимнего участка (ООО «Газпромнефть-Хантос»), УПН им. Виноградова и ЦПС «Тевлин» (ПАО «ЛУКОЙЛ»), УПН Каюмовская (АО «Каюмнефть»).

Использование попутного нефтяного газа

В 2020 году нефтяными компаниями-недропользователями на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в виде ресурса было добыто 33.26 млрд.м³ попутного нефтяного газа. За год объем ресурсов уменьшился на 2.5 млрд.м³ (на 7.1 %) при том, что объем добытой нефти сократился на 10,7%.

В 2020 году объем полезного использования газа в целом по округу уменьшился на 2.3 млрд.м³ (на 6.9 %), объем сжигания газа в факелах сократился на 210.4 млн.м³ (на 12.5 %). Объем газа, направленный на переработку на ГПК, снизился на 1.4 млрд.м³ или

на 5.3 %. Сократился объем газа, направляемый на выработку электроэнергии на промышленных газозлектростанциях. В 2020 году он уменьшился на 2.1 % или на 76.0 млн.м³. В результате снижения объемов сжигания газа уровень полезного его использования в 2020 году вырос на 0.2% и достиг 95.5%.

В 2020 году основная доля сжигаемого попутного газа, как и год назад, приходится на участки, принадлежащие компании ООО «РН-Юганскнефтегаз»: Приразломный – 108.9 млн.м³ и Приобский – 130.1 млн.м³. Хотя в 2020 году на этих лицензионных участках объемы сжигания газа снизились на 8.1 млн.м³ и 103.3 млн.м³ соответственно.

В соответствии с принятой в автономном округе программой мероприятий, направленных на повышение использования попутного нефтяного газа, нефтяные компании в 2020 году направили на строительство и реконструкцию объектов инфраструктуры сбора, транспорта и использования нефтяного газа 3 182 млн руб.

Для обеспечения 95-процентного уровня использования попутного нефтяного газа в целом по автономному округу необходимо, чтобы нефтяные компании обеспечили безусловное выполнение принятых и согласованных с Департаментом по недропользованию ХМАО – Югры программ мероприятий по повышению уровня использования нефтяного газа.

Наиболее простой и эффективный способ полезного использования попутного нефтяного газа – это переработка его на газоперерабатывающих заводах.

Объемы поставляемого на ГПЗ попутного нефтяного газа в округе постоянно увеличивались, даже при снижении уровня добычи нефти в последние годы.

Многие компании для достижения целевого показателя полезного использования нефтяного газа на уровне 95% выбирают использование его в качестве топливного газа на газопоршневых (ГПЭС) и газотурбинных (ГТЭС) электростанциях.

Проблемы развития нефтегазодобывающей отрасли

Проблемы разработки месторождений

Динамика дебитов скважин по нефти в целом по округу с 2005 г. характеризуется снижением на 5,9 т/сут (41 %) (рис.3).

Дебит новых скважин по нефти за период 2005 – 2020 гг. снизился на 18,7 т/сут (39,3 %), что обусловлено переходом к разбурированию запасов с ухудшенными геолого-физическими характеристиками и ростом обводненности, но с 2012 года по 2019 год отмечается стабилизация, которая связана с увеличением ввода горизонтальных скважин и распространением технологии многозонного гидроразрыва пласта.

В случае с низкопроницаемыми коллекторами гидроразрыв или горизонтальное бурение обеспечивают более высокую продуктивность.

В настоящее время распространение получила технология многозонного гидроразрыва в горизонтальном стволе, в рамках которой совмещаются преимущества как ГРП (создание дополнительной проводимости), так и бурения скважин сложного профиля (большая зона дренирования, повышение связанности коллекторов).

Другие методы и виды воздействия на пласт (физико-химическое, гидродинамическое) на месторождениях ХМАО распространены в меньшей степени, а их удельная эффективность низкая – не превышает в среднем 1 тыс. т на операцию. ***Перспективным из механических методов на поздних стадиях разработки представляется бурение боковых стволов из обводненных скважин с целью вовлечения в добычу застойных зон.*** В условиях иных факторов, осложняющих выработку запасов (и в особенности сопряженных с процессами обводнения добываемой продукции) необходимы другие технологические решения, предусматривающие, прежде всего, потокоотклоняющий эффект.

Целесообразным также представляется в отдельных случаях переход на другие вытесняющие агенты (растворы ПАВ, газовый агент, водогазовая смесь) для увеличения доли подвижной нефти в пласте. ***Фактически опыт применения альтернативных рабочих агентов на территории ХМАО ограничен опытно-промышленными и подготовительными работами на отдельных месторождениях.***

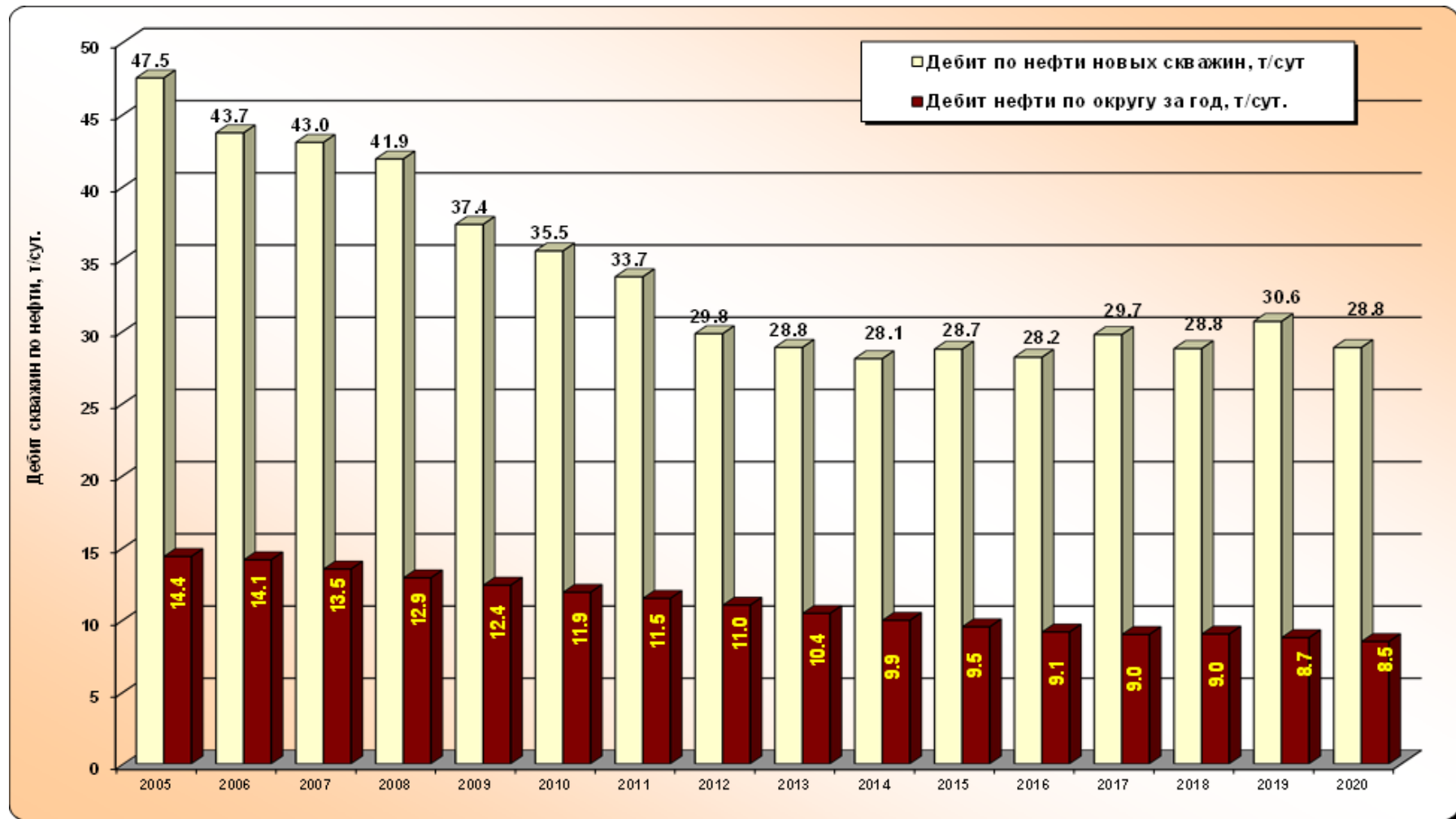


Рисунок 3 - Динамика дебитов скважин по нефти в ХМАО-Югре

Проблемы развития промышленной инфраструктуры

Развитие нефтегазодобывающей отрасли на территории округа, расположенного в центральной части Западной Сибири и занимающего площадь 534.8 тыс. км², сопровождается определенными трудностями. На территории округа в общей сложности насчитывается около 30 тысяч рек различной длины и глубины, общей протяженностью более 172 тыс. км. Кроме того, на территории округа 172.55 тыс. км² занимают озера и 183.35 тыс. км² болота. Все это предполагает существенные затраты на обустройство участков нефтедобычи объектами производственной инфраструктуры, и как следствие, приводит к крайней неоднородности обустроенности территорий автономного округа.

Наметившаяся с 2013 года тенденция увеличения финансирования строительства объектов на неразрабатываемых и вводимых в эксплуатацию участках компаний, как правило, расположенных в отдаленных, необустроенных производственной инфраструктурой территориях, позволяет говорить о намерении нефтяных компаний активно вовлекать новые месторождения, что будет способствовать в дальнейшем некоторой компенсации падения добычи нефти на разбуренных и обустроенных месторождениях.

Второй по значимости проблемой развития нефтегазодобывающей отрасли является **увеличение количества трубопроводов, требующих ремонта.**

Основной причиной аварийности на трубопроводах является коррозия труб, величина которой напрямую зависит от их срока эксплуатации. Анализ аварийности на трубопроводах округа показал, что более 86% аварий происходят на внутрипромысловых трубопроводах – нефтесборе и высоконапорных водоводах. В целом по округу доля внутрипромысловых трубопроводов, срок службы которых превышает 15 лет.

Увеличение (сохранение) коэффициента извлечения нефти, снижения ее себестоимости с учетом перехода на новую технологическую платформу, позволяющую эффективно работать с трудноизвлекаемыми запасами нефти

В 2020 г. коэффициент извлечения нефти (КИН) составлял 0,358 долей единицы. При существующих режимах разработки показывает, что 64.2% геологических запасов должны оставаться в недрах, что при достигнутом мировом научном уровне неприемлемо. Переход на новую технологическую платформу, позволяющую работать с трудноизвлекаемыми запасами нефти, предполагает увеличение затрат, окупаемых добычей дополнительной нефти. Поэтому снижение себестоимости добычи нефти на начальном периоде не представляется возможным. Перспективным представляется нам

более широкое использование газовых технологий в различных вариациях. Использование инновационных технологий для стабилизации уровня добычи нефти в округе нет.

Для совершенствования государственного управления считаем необходимым расширить права субъекта федерации в части проведения контроля за выполнением проектных показателей технологических документов на месторождениях округа.

Анализ и направления развития налоговой системы в сфере недропользования

Сложившиеся в 2020 году внешние условия функционирования нефтедобычи в виде сделки с ОПЕК+ по ограничению добываемой нефти и низких цен на УВС на мировых рынках (в частности из-за пандемии) привели к выпадению доходов бюджета РФ и недропользователей.

В результате выбора источника пополнения доходов консолидированного бюджета РФ Правительством РФ было принято решение по усилению фискальной нагрузки компаний, занимающихся добычей полезных ископаемых.

С целью проведения анализа эффективности действующей системы налогообложения нефтедобывающей отрасли и формирования актуальных предложений по её изменению в составе налоговой нагрузки для недропользователей ХМАО – Югры целесообразно учитывать оценочные величины налоговых поступлений в расчёте на 1 тонну добываемой нефти. При этом оценочный размер налоговой нагрузки на федеральном уровне учитывает поступления по НДС, экспортной пошлине, НДС и налогу на прибыль организаций, подлежащего зачислению в федеральный бюджет (3%). Налоговая нагрузка на уровне бюджета ХМАО – Югры включают в себя поступления по налогу на прибыль организаций (17%) и налогу на имущество организаций (2,2%).

Динамика среднегодовых экономических показателей нефтедобывающей отрасли ХМАО – Югры за 2008-2020 гг. представлена на рисунке 4. Рост налоговой нагрузки в 2010-2014 гг., во многом, обеспечен ростом цены реализации нефти на мировом рынке при относительно стабильном поведении курса доллара США к рублю, а рост в 2017-2018 гг. – значительным увеличением курса доллара. В свою очередь, сокращение налоговой нагрузки в 2009 г. и 2015-2016 гг. обусловлено существенным снижением мировой цены на нефть, которое не было компенсировано изменением ставок НДС и вывозной таможенной пошлины в рамках реализации «большого налогового манёвра» в нефтедобывающей отрасли.

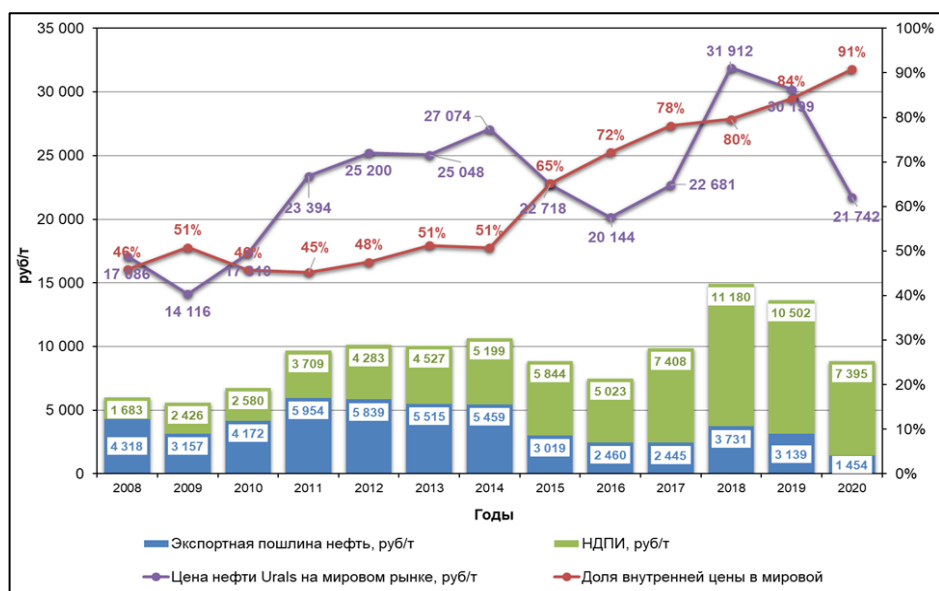


Рисунок 4 - Динамика среднегодовых экономических показателей нефтяной отрасли за 2008-2020 гг.

В 2018 году произошло значительное увеличение налоговой нагрузки, этому способствовал сопутствующий ряд причин: рост цены на нефть, ослабление рубля, увеличение добычи нефти и соответственно, получение сверхприбыли нефтяными компаниями. В 2019-2020 гг. снижение налоговой нагрузки на федеральном уровне обусловлено снижением мировой цены на нефть из-за ограничений по сделке ОПЕК+ и пандемии COVID-19.

На протяжении практически всего рассматриваемого периода налоговая нагрузка для нефтедобывающих предприятий ХМАО – Югры стабильно растёт (рис. 5).

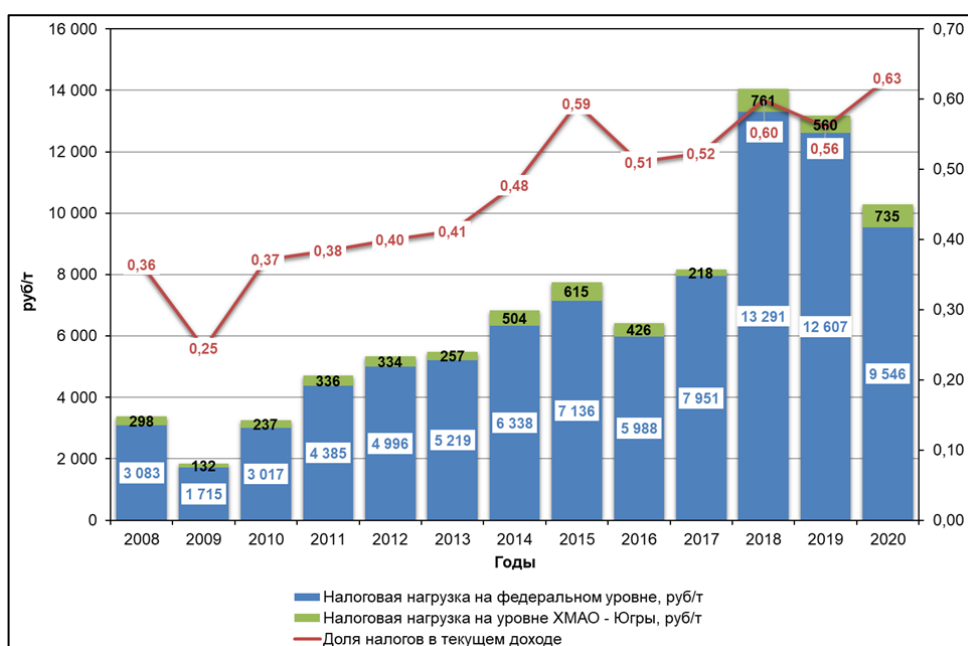


Рисунок 5 - Динамика удельной налоговой нагрузки в среднем по нефтедобывающим предприятиям ХМАО – Югры за 2008-2020 гг.

При этом выполненные расчёты демонстрируют традиционно высокий уровень налоговой нагрузки по отношению к величине текущего дохода для недропользователей округа в 2008-2020 гг. ***На протяжении последних 5 лет доля налоговых платежей составляет 51-63% в текущем доходе в среднем по нефтедобывающим компаниям ХМАО – Югры.***

Корректировка налогового инструментария в 2020 году предполагает отмену ряда льгот по НДС, в частности для месторождений с высокой степенью выработанности.

Месторождения, имеющие степень выработанности $\geq 80\%$ могут перейти в 3 группу НДС и с 2024 года применять к НДС понижающий коэффициент равный 0,2.

Действующие льготы по НДС для залежей бажена и низкопроницаемых коллекторов сохранены без изменений.

Режим НДС предполагает снижение суммарной величины налогов, зависящих от валовых показателей, то есть налога на добычу полезных ископаемых и вывозной таможенной пошлины на нефть, и введение налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья, величина которого зависит от величины расчётного денежного потока от деятельности по разработке отдельного участка недр с учётом сложившихся на мировых рынках цен на углеводородное сырьё (нефть) и фактически понесённых и оплаченных капитальных и операционных затрат на его добычу.

Обновлённый механизм НДС предполагает ограничение переноса исторических убытков в размере не более 50 процентов такого убытка на период с 1 января 2021 года по 31 декабря 2023 года включительно.

В целом можно сделать вывод о том, что в сложившихся экономических условиях государство осуществляет политику усиления фискальной нагрузки в связи с существенным падением доходов из федерального бюджета по НДС, а также предоставлением адресных льгот для крупных ВИНК.

Механизмы решения стратегических задач нефтегазодобывающей отрасли

Для усиления реализации стратегических задач нефтегазодобывающей отрасли следует предусмотреть усовершенствование механизма их решения, которое начинается с качества проектной технологической документации на разработку нефтяных месторождений округа.

Следует предусмотреть ежегодное рассмотрение выполнения проектных показателей месторождений округа. В состав комиссий по согласованию проектных технологических документов должны быть включены представители округа.

В начальный период разработки применялись редкие сетки скважин и сверхпроектная закачка воды, вызвавшая сверхпроектную обводненность продукции, в

связи с чем становится оправданной тенденция на сгущение сеток скважин в виде бурения горизонтальных скважин, боковых стволов и на ограничение водопритоков на разрабатываемых месторождениях.

Проведению работ на месторождениях должно предшествовать качественное геолого-технологическое моделирование, на базе которого должно определяться распределение текущих остаточных запасов в недрах.

Механизм реализации стратегических задач нефтегазодобывающей отрасли округа должен предусматривать выполнение планируемых показателей разработки, объёмов буровых работ, ГТМ, действующих скважин и внедрение инновационных технологий.

Формирование эффективных механизмов реализации стратегических задач, отвечающих основным вызовам нефтегазодобывающей отрасли, является неотъемлемой частью совершенствования действующей системы недропользования.

В настоящее время основой стратегического управления системой недропользования на территории ХМАО – Югры является Государственная программа Ханты-Мансийского автономного округа – Югры "Развитие и использование минерально-сырьевой базы Ханты-Мансийского автономного округа – Югры на 2019-2025 годы".

В целях развития научно-технологического потенциала ХМАО – Югры представляется необходимым изменение подхода к регулированию системы недропользования в части формирования организационно - экономических механизмов, стимулирующих воспроизводство минерально-сырьевой базы ХМАО – Югры.

Новые объекты и месторождения характеризуются более сложным строением и ухудшенными фильтрационно-ёмкостными свойствами и относятся к категории «трудноизвлекаемых» запасов, в условиях которых традиционные технологические решения не обеспечивают их эффективную выработку.

Применение технологии полимерного воздействия на пласт предполагает использование дорогостоящих химических составов в большом количестве, а также средств для их приготовления, транспортировки, смешения и закачки.

Существующая система налогового регулирования ориентирована на получение компанией льготы в краткосрочной перспективе, что никак не обуславливает увеличение объёмов запасов углеводородов, вовлекаемых в разработку.

Наличие столь существенных капитальных и текущих затрат приводит к ухудшению финансово-экономических показателей проекта в условиях действующего налогового законодательства. В связи с чем актуальным становится формирование механизма стимулирования внедрения компаниями высокотехнологичных методов увеличения нефтеотдачи.

Применение инновационных технологий (в частности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи, далее - ФХМУН) экономически нецелесообразно в случае предоставления льгот только на региональном уровне.

Рекомендации по снижению неопределённости при реализации ФХМУН в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре могут быть следующими:

1. Вынесение на федеральном уровне предложений со стороны Правительства ХМАО – Югры по включению участков, рекомендуемых для опытно-промышленных работ по применению технологии ФХМУН, в перечень участков, указанных в пп. 3 п.1 ст. 333.45 НК РФ, с целью законодательного закрепления возможности применения на этих участках специального налогового режима в виде налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья.

2. Утверждение Правительством ХМАО – Югры региональных льгот по налогу на прибыль и налогу на имущество организаций для полигонов, на которых осуществляется апробация технологии ФХМУН

3. Апробация технологии на участках ОПР, определение оптимальных критериев для последующего промышленного применения на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

4. В случае успешности применения технологии вынесение предложений по внесению изменений в ст. 333.45 НК РФ и включению новых объектов в перечень допустимых для применения налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья.

5. Создание региональной инвестиционной программы с целью дополнительного стимулирования предприятий к применению технологии ФХМУН и масштабирования её на территории ХМАО – Югры.

6. Разработка и формирование методологии по оценке дополнительно добытой нефти при применении ФХМУН, а также механизма налогового стимулирования по их широкомасштабному применению на месторождениях Западной Сибири.

Обоснование прогноза добычи нефти в целом по ХМАО – Югре до 2050 года

Прогнозные показатели добычи нефти по проектным документам были приведены в соответствии фактическим данным за 2020 год и прогнозным значениям на 2021 год. С учетом ограничений в рамках международных договоренностей по снижению добычи нефти 2020-2021 годов, в прогноз до 2024 года заложены риски продления периода сокращения добычи нефти с последующим возвращением к проектным уровням.

По суммарной добыче нефти на месторождениях ХМАО – Югры по проектным документам по категории запасов $AB_1C_1+B_2C_2$ прогнозируется тенденция к росту до 2029

года (до уровня 271 млн т) на 57 млн т (26,6%) от уровня 2021 года. К 2050 году добыча нефти снизится до 147 млн т – на 67 млн т, или 31,3% по сравнению с 2021 годом. Снижение добычи нефти ниже 200 млн т в год прогнозируется к 2042 году (рис. 6).

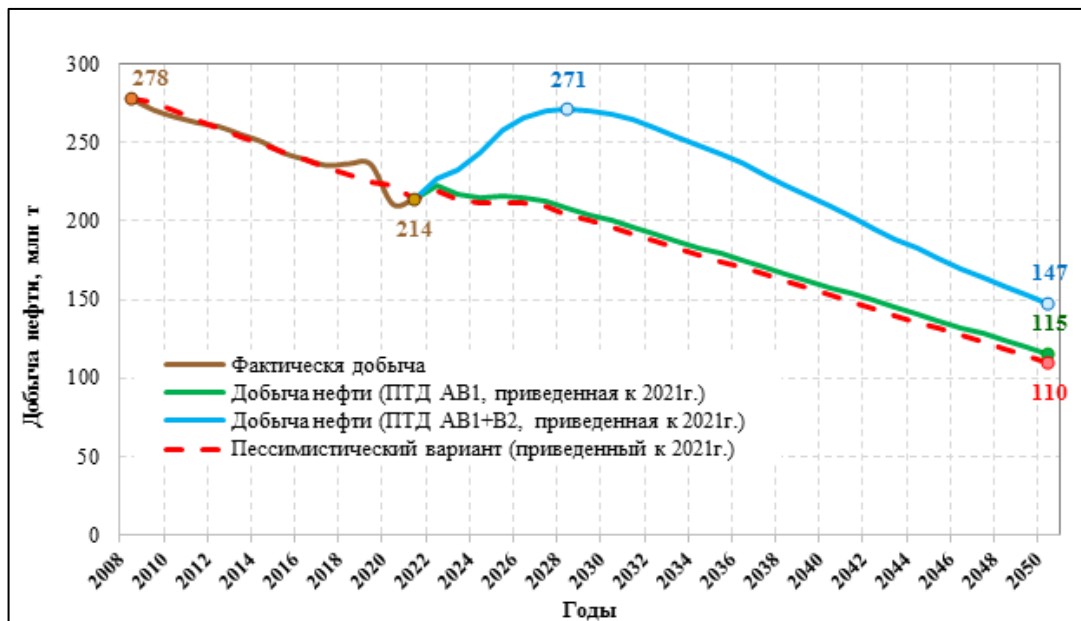


Рисунок 6 - Прогноз уровней добычи по ХМАО на 2016-2050 гг.

Оценка необходимых капвложений на строительство, модернизацию и реконструкцию объектов производственной инфраструктуры нефтедобычи проводилась на основе данных о динамике показателей ввода новых эксплуатационных скважин, современных тенденций развития объектов производственной инфраструктуры в Ханты-Мансийском автономном округе-Югре в 2000-2020гг. (рис.7) и необходимости обеспечения безаварийной работы трубопроводов.

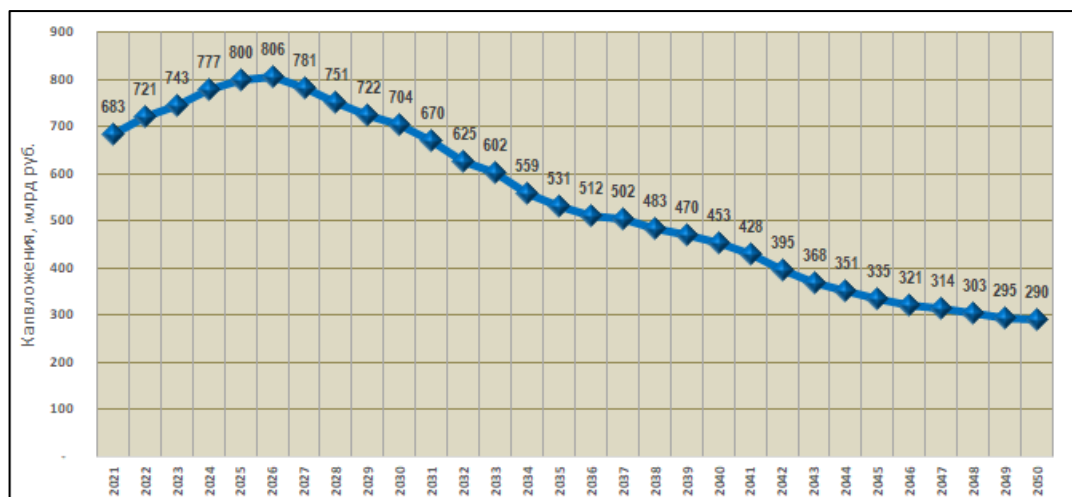


Рисунок 7 - Динамика объемов инвестиций в развитие нефтедобычи на период 2021-2050 гг.

Для составления прогноза объемов инвестиций был проведен анализ фактических капитальных вложений с целью количественной оценки удельных затрат на строительство

объектов промышленного обустройства и внешней инфраструктуры, а также бурения и обустройства эксплуатационных скважин. Также были оценены объемы и темпы капитальных вложений, направленных на реконструкцию и ремонт объектов производственной инфраструктуры.

Прогноз объемов ресурсов попутного нефтяного газа на период 2021-2050 гг.

В соответствии с прогнозом добычи нефти и выполнения мероприятий, направленных на повышение использования попутного нефтяного газа, на рисунке 8 представлены расчетные объемы ресурсов попутного нефтяного газа и уровень использования на период 2021-2050 гг.

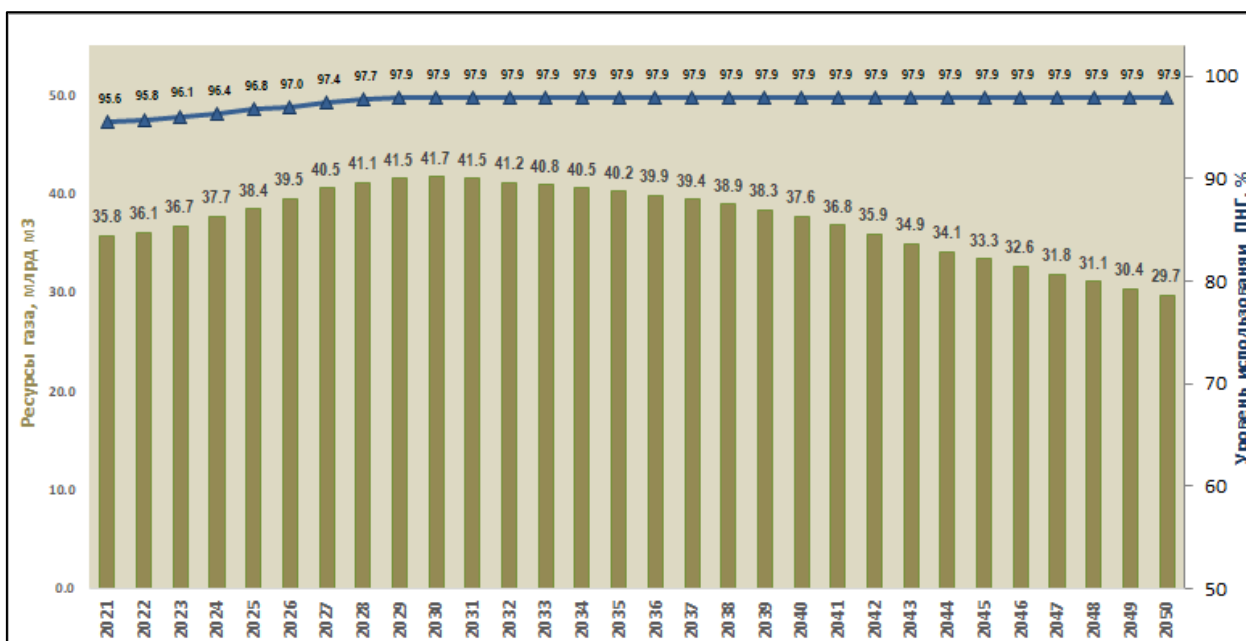


Рисунок 8 - Прогноз объемов ресурсов попутного нефтяного газа на период 2021-2050 гг.

Прогноз аварийности на внутрипромысловых трубопроводах на период 2021-2050 гг.

Общая протяженность сети промышленной трубопроводной системы Ханты-Мансийского автономного округа – Югры по данным нефтяных компаний – недропользователей на 1.01.2021 года составляет 98 643 км тыс. км. За пятилетний период (2016-2020 гг.) на трубопроводах округа произошло около 14 тысяч аварий, в т.ч. в 2020 году – 1366 аварий. Основной причиной аварийности на трубопроводах является коррозия труб, величина которой напрямую зависит от их срока эксплуатации.

Исходя из данных по протяженности трубопроводов сроком эксплуатации более 15 лет на каждый год и количества аварий на них, рассчитывается средняя ежегодная удельная аварийность за пятилетний период с 2016-2020 гг. (рис.9).

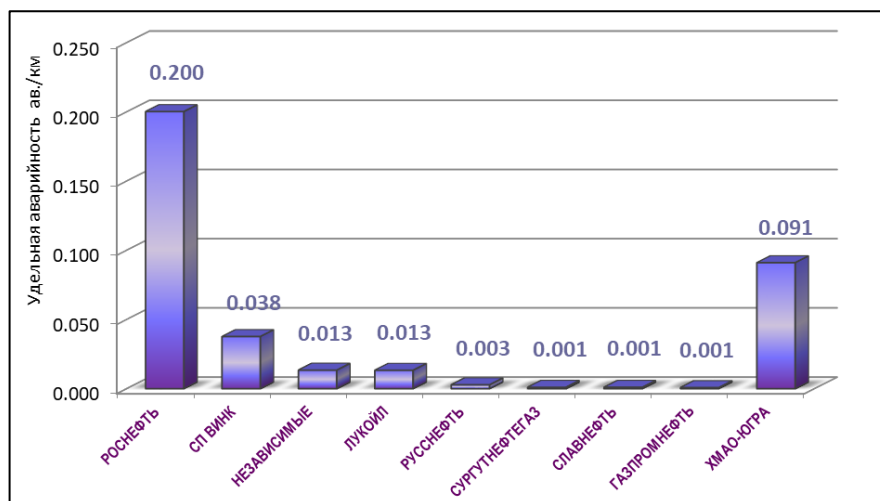


Рисунок 9 - Удельная ежегодная аварийность на внутрипромысловых трубопроводах по компаниям, аварий/км

Исходя из протяженности трубопроводов сроком эксплуатации более 15 лет и рассчитанного ранее показателя удельной аварийности на “старых” трубопроводах, рассчитывается прогноз аварийности на каждый год с 2021 до 2050 года (рис. 10).

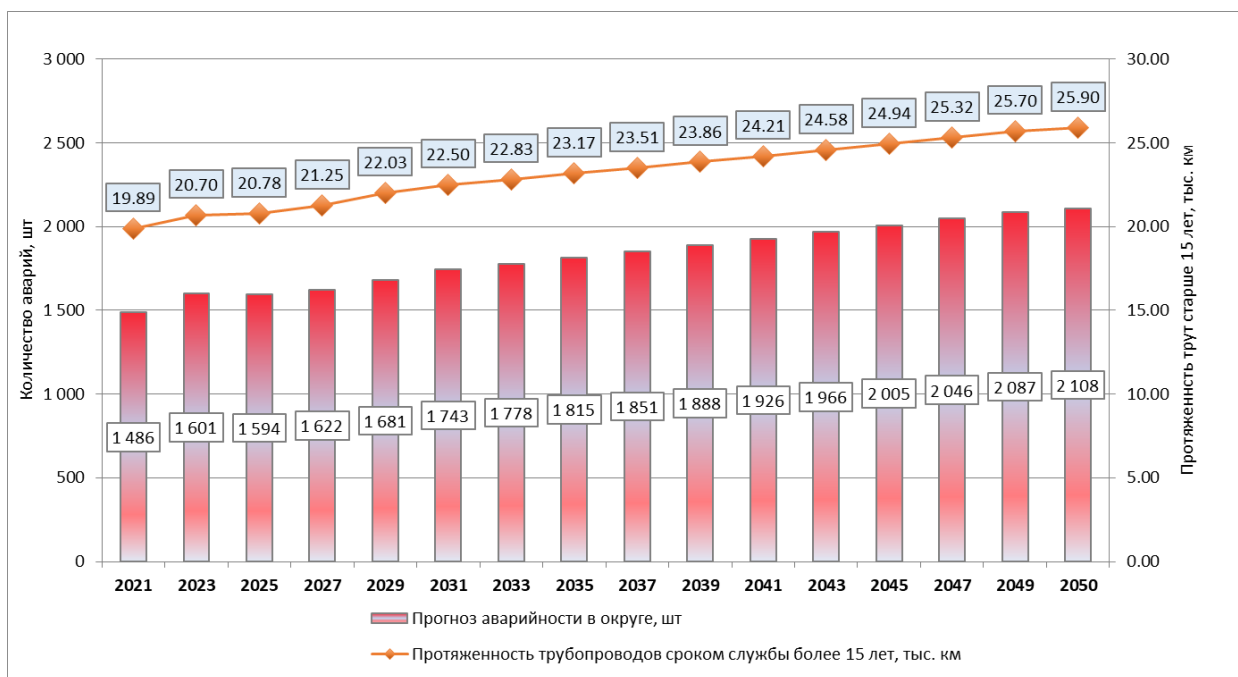


Рисунок 10 - Прогноз аварийности на трубопроводах округа в 2021-2050 гг.

Результаты расчета показали, что согласно прогнозу инвестиций на строительство и реконструкцию трубопроводов, исходя из полученных нормативов за последнюю пятилетку, протяженность трубопроводов сроком эксплуатации более 15 лет уже к 2030 году повысится по отношению к 2021 году на 12%, как следствие, количество аварий на трубопроводах повысится на 16%. К 2050 году эти показатели увеличатся до 30% и 40% соответственно. Чтобы обеспечить снижение динамики аварийности, необходимо уменьшение протяженности трубопроводов сроком эксплуатации более 15 лет – “старых”

труб, а, следовательно, необходимо увеличение инвестиций на реконструкцию трубопроводов в среднем на 2 млрд руб. ежегодно.

Оценка экологических и социально-экономических последствий деятельности хозяйствующих субъектов нефтегазодобывающей отрасли

Основная доля промышленного производства Ханты-Мансийского автономного округа приходится на топливно-энергетический комплекс, энергетику, деревообработку. В структуре внутреннего регионального продукта доля нефтегазодобывающей отрасли составляет порядка 72,8%.

Налоговые поступления, зачисляемые в бюджет ХМАО - Югры от нефтегазодобывающей отрасли, обеспечивают возможность улучшения многих значимых сфер, таких как культура, образование, здравоохранение и др.

С началом развития нефтегазодобывающей отрасли улучшилось состояние на рынке труда, а именно увеличилось количество рабочих мест на предприятиях, занимающихся нефтегазодобывающей деятельностью. Численность постоянного населения автономного округа по данным Федеральной службы государственной статистики на 1.01.2020 года составляла 1 674 676 человек, увеличившись на 0,7% по сравнению с 2019 годом.

Численность работников организаций по ОКВЭД «добыча топливно-энергетических полезных ископаемых» - 235,74 тыс. работников, что составляет 21,8% в общей структуре занятых в экономике.

АУ НАЦ РН им. В.И. Шпильмана установлена достаточно высокая корреляция между динамикой проходки поискового и разведочного бурения и динамикой численности работников геологоразведочных экспедиций, а также между динамикой фонда действующих добывающих скважин и численностью работников нефтедобычи.

В ближайшие пять лет с 2021 г. по 2026 г. предполагается последовательное увеличение общего количества работников нефтяных компаний в связи с динамикой прогнозного количества действующих скважин и проходки эксплуатационного бурения. Затем происходит плавное снижение численности до 2035 – 2036 гг., где отмечается некая стабилизация на уровне 226 тыс. человек, занятых в нефтегазодобывающей отрасли. После 2038 года предполагается плавное снижение численности работников и к 2050 году они составят 179 тыс. человек.

Сохранить тенденцию увеличения численности трудовых ресурсов в трудоспособном возрасте по-прежнему предполагается за счёт привлечения трудовых ресурсов из других регионов Российской Федерации с использованием вахтового метода работы, иностранных трудовых мигрантов.

Основными негативными экологическими последствиями нефтегазодобычи в Ханты-Мансийском автономном округе-Югре являются загрязнение атмосферного воздуха в результате сжигания попутного нефтяного газа, образование отходов бурения, поступление в ландшафты загрязняющих веществ в результате аварийности трубопроводного транспорта, образование нефтезагрязненных земель и их рекультивация.

Одним из направлений развития нефтегазодобывающей отрасли в 2021 – 2030 гг. и на период до 2050 г должно стать снижение негативного воздействия на окружающую среду, улучшение экологической ситуации, и, как следствие, улучшение качества жизни населения автономного округа.

Снижение негативного воздействия недропользования на окружающую среду заключается в уменьшении количества отходов и выбросов, уменьшении класса опасности, сокращении площадей изымаемых земель, объёмов вод, других природных ресурсов. Достигается это за счёт разработки и внедрения новых технологий, повышения экологической грамотности и дисциплины.

В 2021 году губернатор автономного округа поставила перед его жителями амбициозную задачу достижения углеродной нейтральности региона. Это означает, что эмиссия парниковых газов будет равна их поглощению.

Нефтяным компаниям очень важно вносить свой вклад в декарбонизацию, поскольку производители и продавцы углеводородов вынуждены будут платить углеродный налог на свою продукцию, поставляемую в ЕС.

Сводная оценка динамики технико-экономических интегральных показателей эффективности освоения месторождений ХМАО – Югры

Экономическая оценка эффективности освоения и ввода в разработку участков недр ХМАО – Югры до 2050 г. выполнена в соответствии с «Правилами подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья», утверждёнными приказом Минприроды России от 20.09.2019 № 639.

В соответствии с динамикой разбуривания и проведения геологоразведочных работ предусматривается освоение капитальных вложений (без НДС) в размере 20 899,35 млрд руб (рис. 11).

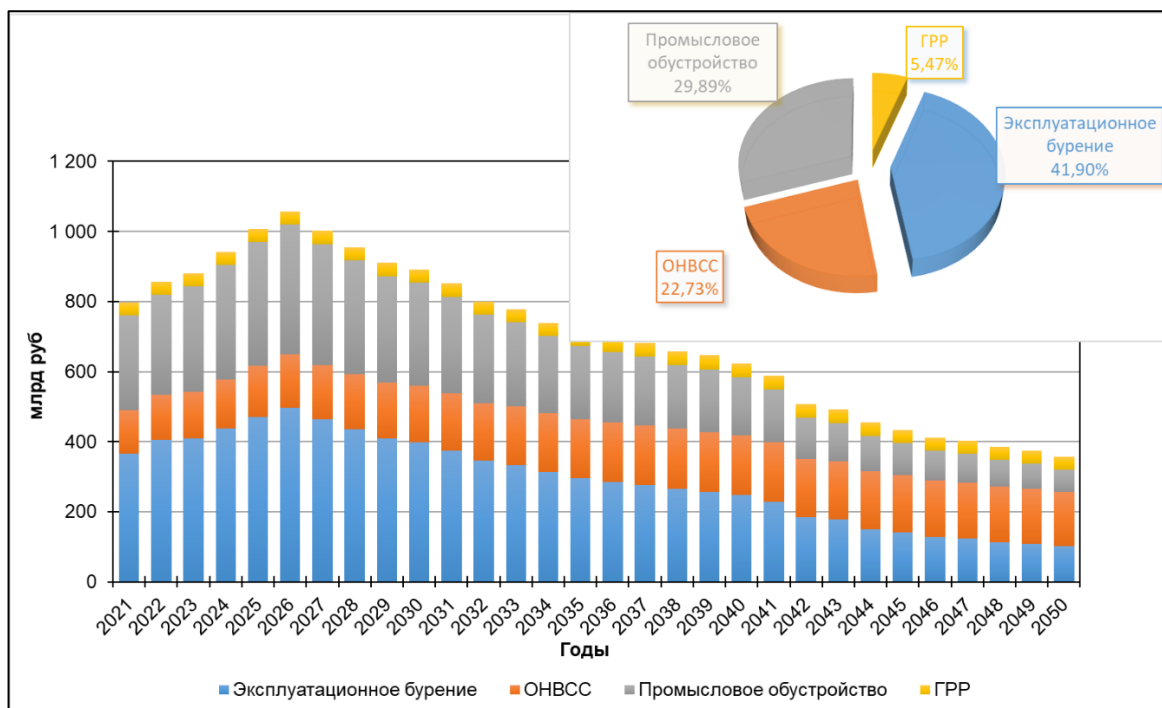


Рисунок 11 - Динамика и структура капитальных вложений на освоение участков недр ХМАО – Югры

Общий объем эксплуатационных затрат, прогнозируемых к 2050 г., ожидается на уровне 144 501,64 млрд руб (рис. 12). Динамика доходов недропользователей ХМАО – Югры и государства, ожидаемых в результате освоения запасов в пределах автономного округа, приведена на рис.13 и 14, соответственно.

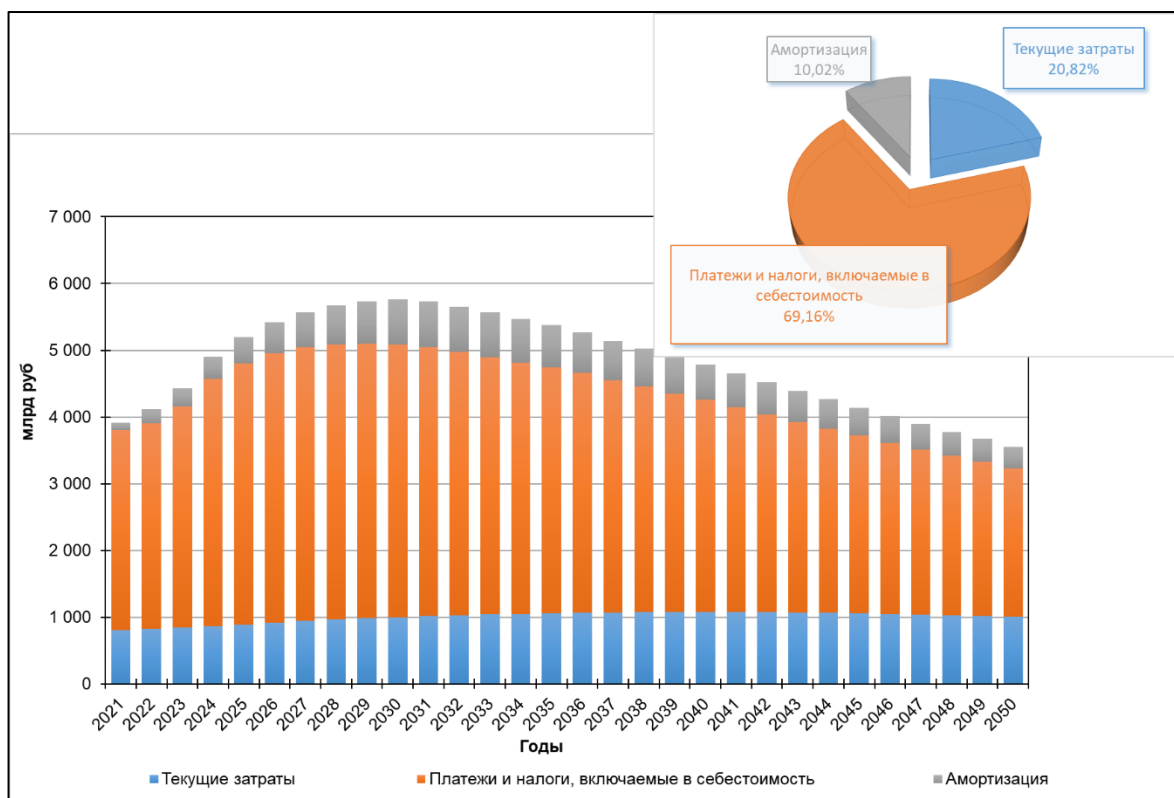


Рисунок 12 - Динамика и структура эксплуатационных затрат на освоение участков недр ХМАО – Югры

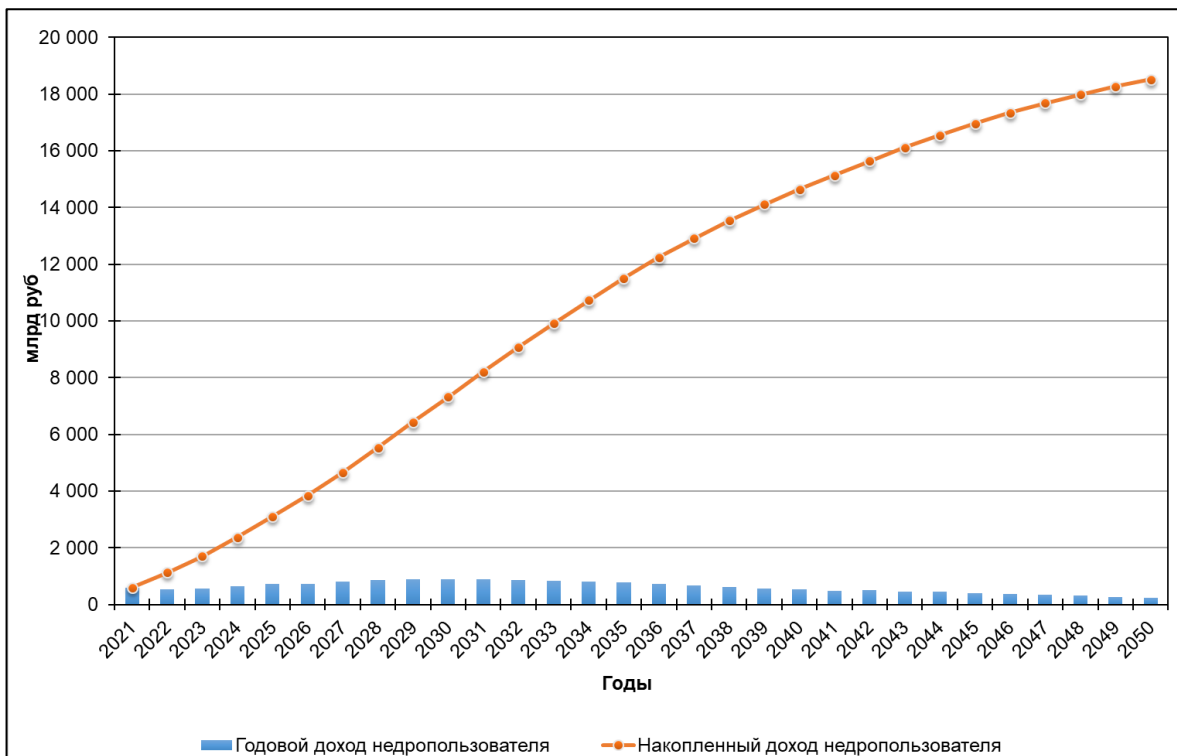


Рисунок 13 - Динамика годового и накопленного чистого дохода недропользователей от освоения участков недр ХМАО – Югры

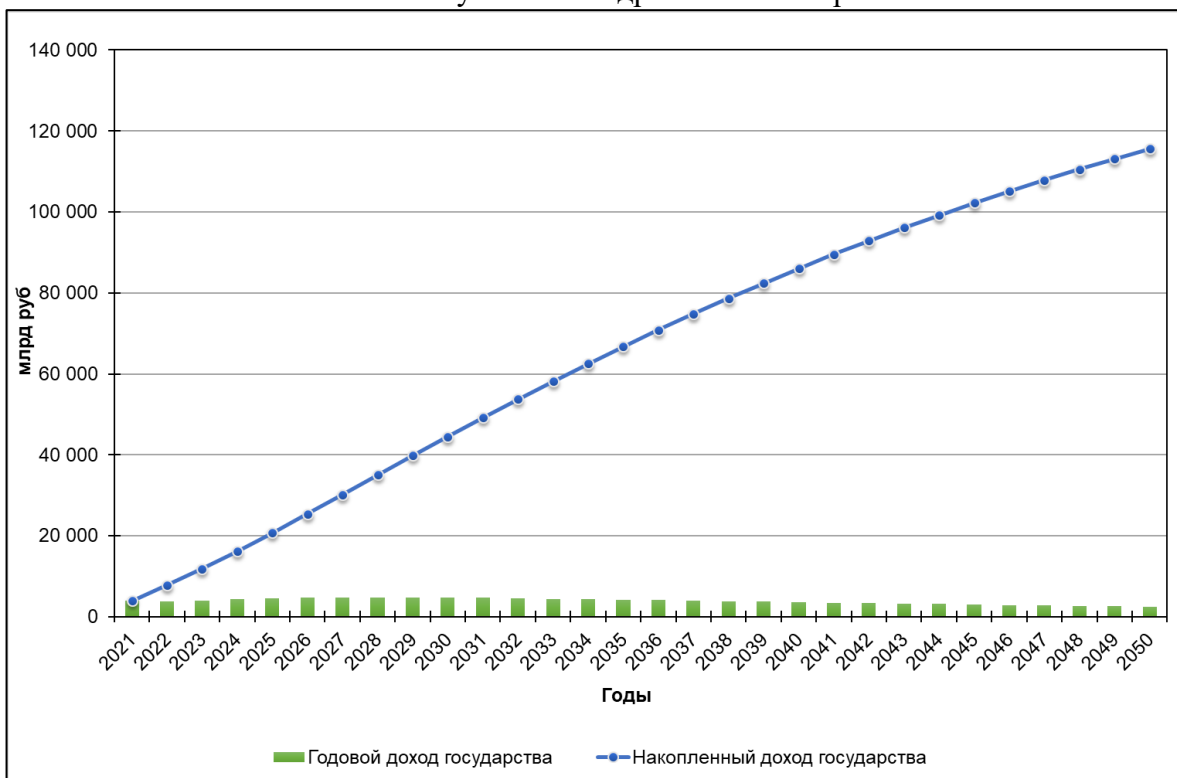


Рисунок 14 - Динамика годового и накопленного чистого дохода государства от освоения участков недр ХМАО – Югры

Оценка бюджетной эффективности освоения и ввода в разработку участков недр ХМАО – Югры

Выполнение оценки бюджетной эффективности представляется ключевым с точки зрения определения целесообразности проведения ГРП за счёт средств государства.

В качестве основы для расчёта показателей бюджетной эффективности определены суммы налоговых поступлений в бюджеты разных уровней и стоимость геологоразведочных работ, планируемых к проведению на территории ХМАО – Югры за счёт государственных средств.

На рисунке 15 представлена динамика прогнозируемых объёмов налоговых поступлений, подлежащих зачислению в федеральный бюджет, бюджет ХМАО – Югры и местные бюджеты.

В последние несколько лет фактический уровень затрат государства на проведение геологоразведочных работ в пределах ХМАО – Югры не превышал 2% от общего объёма финансирования. В связи с этим объём затрат на ГРП между государством и инвестором был распределён в пропорции 1/50.

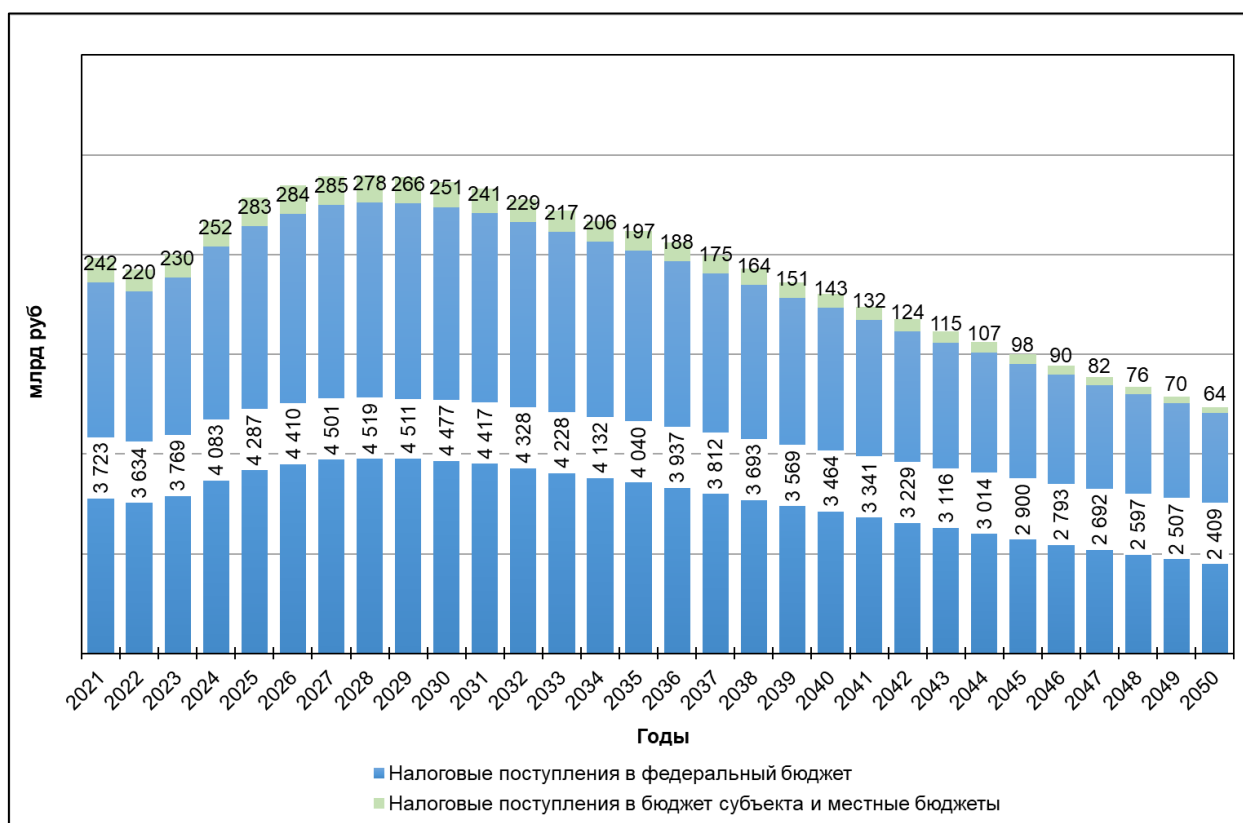


Рисунок 15 - Распределение налоговых поступлений по бюджетам

По результатам проведённой экономической оценки можно сделать вывод о существенном положительном экономическом эффекте, ожидаемом к 2050 г. от освоения

участков недр в пределах ХМАО – Югры как для государства, так и для недропользователей автономного округа.

В результате освоения запасов нефти предприятиями ХМАО – Югры совокупный объем ожидаемых налоговых поступлений к 2050 г. составит 115 590,7 млрд руб., в том числе 110 131,0 млрд руб. – в федеральный бюджет и 5 459,7 млрд руб. – в бюджеты ХМАО – Югры и местные бюджеты.

Показатель бюджетной эффективности и от освоения запасов в пределах ХМАО – Югры к 2050 г. может достигнуть 5 052 руб./руб.

Суммарный объем чистого дисконтированного дохода для всех недропользователей ХМАО – Югры по итогам освоения запасов на территории автономного округа к 2050 г. прогнозируется на уровне 6 480,5 млрд руб.