

Правительство Ханты-Мансийского автономного округа – Югры
Департамент недропользования и природных ресурсов

Недропользование в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в 2020 году

Автономное учреждение
Ханты-Мансийского автономного округа – Югры
«Научно-аналитический центр
рационального недропользования
им. В.И. Шпильмана»

Ханты-Мансийск
2021

В настоящем отчете Система управления ресурсами Ханты-Мансийского автономного округа — Югры представляет материалы по недропользованию на территории округа в 2020 году. В отчете рассмотрены: состояние ресурсной базы нефти и газа, лицензирование прав пользования недрами, геологоразведочные работы в распределенном и нераспределенном фондах недр, основные результаты нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности, состояние производственной инфраструктуры, вопросы экономики нефтедобычи, инвестиционная деятельность нефтяных компаний, краткая характеристика состояния природопользования в автономном округе. Отчет подготовлен автономным учреждением Ханты-Мансийского автономного округа — Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана». В работе использованы материалы нефтяных компаний, геологоразведочных и геофизических предприятий, имеющих лицензии на геологическое изучение недр и добычу нефти и газа на территории Ханты-Мансийского автономного округа — Югры.

© Департамент недропользования и природных ресурсов
Ханты-Мансийского автономного округа — Югры, 2021

© АУ «Научно-аналитический центр рационального
недропользования им. В.И. Шпилемана», 2021

СОДЕРЖАНИЕ

I. РЕСУРСНАЯ БАЗА УГЛЕВОДОРОДОВ ТЕРРИТОРИИ ХАНТЫ-МАНСЬИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ.....	5
1.1. Состояние и структура выявленных запасов.....	6
1.2. Состояние и структура ресурсов локальных объектов.....	15
1.3. Структура начальных суммарных ресурсов УВ.....	19
1.4. Характеристика ресурсной базы нефти распределенного и нераспределенного фондов недр.....	24
1.5. Изменения запасов углеводородов.....	29
II. ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ.....	56
2.1. Состояние лицензирования распределенного фонда недр Ханты-Мансийского автономного округа – Югры на 01.01.2021 г.	56
2.2. Предоставление права пользования недрами в 2020 году.....	59
2.3. Переоформление лицензий в 2020 году.....	63
2.4. Прекращение права пользования недрами в 2020 году.....	65
2.5. Анализ состава компаний-недропользователей, работающих на территории округа.....	67
2.6. Изменения в реестре лицензий на право пользования недрами в 2021 году.....	94
2.7. Анализ утверждения и реализации программ лицензирования недр Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в 2020 г.	98
III. ИТОГИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ.....	108
3.1. Работы, финансируемые за счет средств федерального бюджета.....	108
3.2. Основные показатели ГРП 2020 года, выполненные за счет собственных средств недропользователей.....	116
3.3. Основные показатели ГРП по лицензионным участкам на поисковом этапе.....	120
3.4. Новые месторождения.....	122
IV. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	128
4.1. Итоги разработки нефтяных месторождений Югры в 2020 году.....	128
4.2. Выработка запасов нефти.....	129
4.3. Добыча нефти.....	141
4.4. Состояние эксплуатационного фонда скважин.....	145
4.5. Эксплуатационное бурение.....	148
4.6. Баланс отборов жидкости и закачки воды для поддержания пластового давления.....	149

4.7. Методы интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи.....	152
4.8. Характеристика состояния разработки нефтяных месторождений по административным районам ХМАО – Югры.....	154
4.9. Возможности развития добычного потенциала ХМАО – Югры.....	159
V. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	173
5.1. Строительство и реконструкция объектов производственной инфраструктуры Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в 2020 г.	173
5.2. Использование попутного нефтяного газа в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре.....	182
5.3. Развитие «малой» энергетики в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре.....	185
5.4. Переработка нефти в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре.....	188
5.5. Анализ состояния трубопроводных систем в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в 2020 г. ..	189
VI. ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕ.....	201
6.1. Анализ взаимоотношений недропользователей и коренных малочисленных народов Севера.....	201
6.2. Анализ отчётов недропользователей об аварийности на трубопроводах, загрязнённых и рекультивированных землях, природоохранных и природовосстановительных мероприятиях.....	206
6.3. Мониторинг деятельности нефтегазовых компаний с помощью данных дистанционного зондирования Земли на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.....	216
6.4. Обследование скважин, пробуренных в рамках реализации Программы геологического изучения недр Ханты-Мансийского автономного округа – Югры за счёт средств автономного округа и находящихся на нераспределённом фонде недр.....	236
VII. ЭКОНОМИКА.....	238
7.1. Анализ и направления развития налоговой системы в сфере недропользования.....	238

I. РЕСУРСНАЯ БАЗА УГЛЕВОДОРОДОВ ТЕРРИТОРИИ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ

В настоящем разделе дается характеристика состояния и структуры ресурсной базы углеводородного сырья территории ХМАО – Югры, включая запасы открытых месторождений (выявленные запасы категорий А, В₁, В₂, С₁, С₂), ресурсы локальных объектов – ловушек, выделенных по материалам сейсмических работ и региональных исследований (ресурсы категорий D₀ и D₁), нелокализованные ресурсы (категории D₁ и D₂), которые предстоит опосредовать и выявить в процессе будущих геологоразведочных работ. Согласно существующей классификации ресурсов нефти, газа и конденсата, все вышеперечисленные группы и категории запасов и ресурсов в сумме составляют начальные суммарные ресурсы (НСР).

Состояние запасов и ресурсов УВ, используемых при расчетах в настоящем разделе, следующее:

– выявленные запасы месторождений по состоянию на 01.01.2021 г., согласно данным предварительного баланса запасов нефти, газа и конденсата АУ «НАЦ РН им. В.И.Шпильмана», т.к. формирование официальных Государственных балансов еще не завершено;

– ресурсы локальных объектов – по состоянию на 01.01.2021 г., согласно данным баланса подготовленных и локализованных ресурсов нефти и растворенного газа АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» (по той же причине, что и для выявленных запасов УВ);

– начальные суммарные ресурсы УВ – официальная оценка НСР территории ХМАО – Югры, принятая Центральной экспертной комиссией по ресурсам углеводородного сырья России в январе 2012 г.

В целом по округу динамика запасов УВ за 2020 год, согласно данным предварительных балансов запасов и ресурсов, следующая:

– для **нефти** продолжилось начавшееся 21 год назад однонаправленное увеличение начальных выявленных запасов (в сумме накопленная добыча и текущие запасы открытых залежей УВ); прирост их за 2020 г. (0,58 % – для извлекаемой составляющей) выше, чем за предыдущий 2019 г. (0,31 %) при положительной динамике текущих запасов в сумме категорий АВ₁С₁ (0,98 %) и отрицательной – в сумме запасов категорий В₂С₂ (4 %);

– для **свободного газа** произошло уменьшение начальных выявленных запасов округа (2,7 %) на фоне разнонаправленных изменений данного показателя в предыдущие пять лет (за 2016, 2018 и 2019 гг. уменьшение соответственно на 3,7, 0,3 и 4,0 %, за 2015 и 2017 гг. увеличение на 0,04 и 0,3 %).

– для **конденсата** наблюдается незначительное уменьшение начальных выявленных запасов округа (0,2 % для извлекаемой

составляющей) при отрицательной динамике текущих запасов в сумме категорий $AB_1B_2C_1C_2$ (3,7 %).

Ресурсы нефти локальных объектов (в сумме категорий D_0 и D_n) округа после кратковременного периода их уменьшения (в течение 2018–2019 гг.) увеличились на 1,7 % при повышении объема подготовленных ресурсов категории D_0 (6,1 %) и сокращении локализованных категории D_n (3,9 %).

Следствием изменений вышеперечисленных групп и категорий запасов и ресурсов является динамика состояния и структуры нелокализованных перспективных и прогнозируемых ресурсов УВ, соответственно категорий D_1 и D_2 .

Анализ ресурсной базы УВ округа проводится как для округа в целом, так и для земель различного народнохозяйственного статуса, учитывающего принадлежность участков недр на определенных условиях компаниям-недропользователям или нахождение их в пределах нераспределенного фонда недр (НРФН). Состояние лицензирования – на 01.01.2021 г.

Величина запасов и ресурсов и их структура рассчитываются как для всей толщи перспективных отложений территории округа, так и для отдельных объектов (нефтегазоносных комплексов и подкомплексов). Это следующие объекты: сеноман-неокомский НГК, аптский НГК, неосложненный неокомский НГПК, шельфовая и ачимовская части осложненного неокомского НГПК, баженовско-абалакский НГК, верхнеюрский (васюганский) НГК, среднеюрский НГК, нижнеюрский НГК, юрский НГК (Приуральской НГО), триасовый НГК, внутренний палеозой.

1.1. Состояние и структура выявленных запасов

По состоянию на 01.01.2021 г. на территории ХМАО – Югры согласно официальной статистике (учету в Государственных балансах нефти, газа и конденсата) открыто 486 месторождений, из которых нефтяных – 423, газонефтяных – 17, нефтегазоконденсатных – 23, газоконденсатных – 5, газовых – 18. Месторождения в большинстве многопластовые, общее количество залежей УВ (по геологической отчетности) составило 5647, в т.ч. 5357 залежей – нефтяные, 66 – в сумме газонефтяные и нефтегазовые, 86 – нефтегазоконденсатные, 53 – газоконденсатные, 85 – газовые.

Преимущественная нефтеносность недр территории ХМАО – Югры подтверждается структурой выявленных запасов УВ (рис. 1.1). Так по состоянию на 01.01.2021 г. доля нефти от начальных запасов УВ категорий $AB_1B_2C_1C_2$ составляет 88,21 %, конденсата – 0,21 %, свободного и растворенного газа соответственно 4,31 и 7,27 %.

Соотношения запасов различных категорий в составе начальных выявленных для нефти, газа и конденсата заметно отличны (рис. 1.1). Максимальной освоенностью характеризуются запасы конденсата, немногим меньше нефти и свободного газа, выработанность

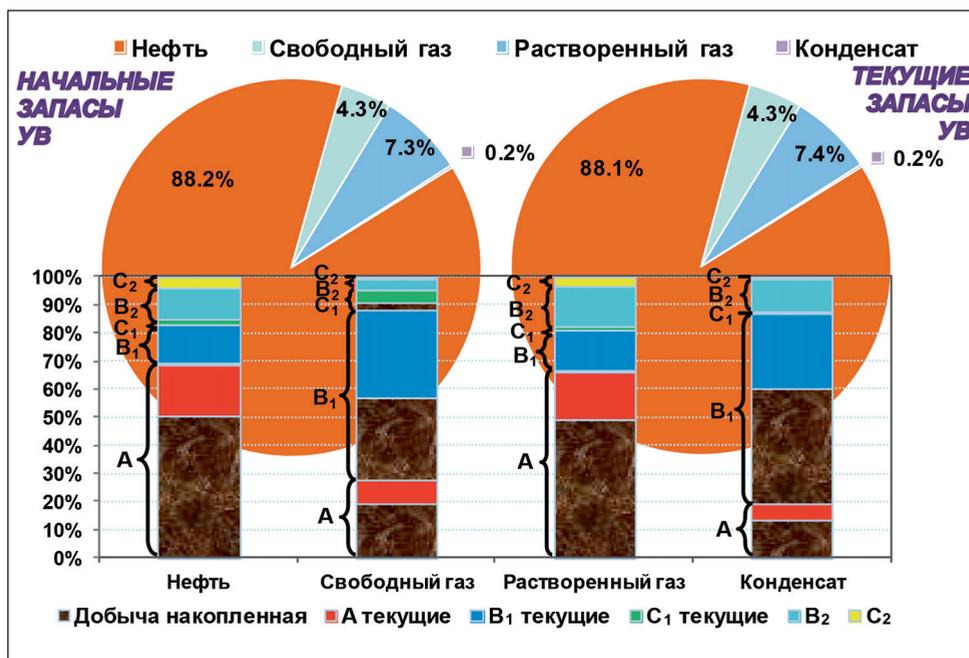


Рис. 1.1. Структура начальных и текущих выявленных извлекаемых запасов углеводородов на территории ХМАО – Югры

начальных запасов $AB_1B_2C_1C_2$ для которых составляет соответственно 53,9, 50,9 и 50,8 %. При этом текущие запасы как свободного газа, так и конденсата оценены в значительной степени по категории B_1 .

В общем объеме начальных выявленных извлекаемых запасов нефти округа доли запасов отдельных категорий составляют:

- начальные запасы категории А – 69,1 %;
- начальные запасы категории B_1 – 14,1 %;
- начальные запасы категории C_1 – 1,6 %;
- оцененные запасы категории B_2 – 11,3 %;
- оцененные запасы категории C_2 – 3,9 %.

Таким образом, доля начальных запасов нефти AB_1C_1 (из которых производится добыча) в начальных $AB_1C_1B_2C_2$ (разведанность начальных выявленных запасов) округа на 01.01.2021 г. составляет 84,8 %, в т.ч. 50,9 % приходится на накопленную добычу и 33,9 % – на текущие запасы AB_1C_1 , являющиеся первоочередным резервом добычи.

Анализ структуры запасов нефти разрабатываемых месторождений свидетельствует о том, что значительная часть (72,7 %) запасов категории А к настоящему времени уже извлечена из недр, выработанность запасов категорий B_1 равна 4 %. Обеспеченность добычи нефти текущими запасами категорий AB_1C_1 при существующем темпе отбора (при годовой добыче за 2020 г.) составляет 38 лет, а по

отдельным категориям ситуация с обеспеченностью следующая: для категории А – 23 года, для категории В₁ – 236 лет.

В общем объеме текущих выявленных извлекаемых запасов нефти округа доли запасов отдельных категорий составляют:

- текущие запасы категории А – 38,3 %;
- текущие запасы категории В₁ – 27,5 %;
- текущие запасы категории С₁ – 3,1 %;
- оцененные запасы категории В₂ – 23,0 %;
- оцененные запасы категории С₂ – 8,1 %.

Для свободного газа и конденсата максимальной выработанностью также характеризуются запасы категории А (соответственно 69 и 68 %). Для категории В₁ доля накопленной добычи от начальных запасов составляет: для свободного газа – 48 %, для конденсата – 60 %.

В распределении запасов АВ₁В₂С₁С₂ по объектам оценки НСР в разрезе (нефтегазоносные комплексы, подкомплексы) выявляется следующая закономерность. Доли текущих запасов нефти, приходящиеся на отложения неосложненного неокомского НГПК, шельфовой части осложненного неокомского НГПК и юрского НГК Приуральской НГО, продолжают неуклонно снижаться в связи с наиболее интенсивной разработкой их залежей. Так, при вкладе этих объектов в начальные выявленные запасы округа соответственно 18,2, 37,6 и 1,8 %, на них приходится 11,1, 19,7 и 1,3 % текущих запасов АВ₁В₂С₁С₂. Для остальных объектов разреза, наоборот, характерно увеличение долей текущих запасов по сравнению с начальными: для сеноман-неокомского НГК с 1,2 до 2 %, для аптского – с 2 до 3,3 %, для ачимовской части осложненного неокомского НГПК – с 14,8 до 23,9 %, для баженовско-абалакского – с 2,1 до 4,1 %, для васюганского – с 8,3 до 9,6 %, для среднеюрского – с 12,2 до 22,7 %, для нижнеюрского – с 1,5 до 2 %, для триасового – с 0,3 до 0,4 %.

Разведанность запасов (отношение начальных запасов категорий АВ₁С₁ к начальным выявленным категорий АВ₁В₂С₁С₂) в целом по округу (для извлекаемой составляющей) равна 85 %. По отдельным нефтегазоносным комплексам она изменяется от 45 % (баженовско-абалакский НГК) до 96 % (шельфовая часть осложненного неокомского НГПК и неосложненный неокомский НГПК). Высокие величины этого показателя отмечаются для запасов юрского (92 %), васюганского (86 %), сеноман-неокомского (80 %), нижнеюрского (79 %), аптского НГК (78 %), ачимовской части осложненного неокомского НГПК (73 %). Практически половина начальных выявленных извлекаемых запасов разведана по промышленным категориям среднеюрского НГК (53 %). Высокая разведанность запасов в целом по залежам нижнеюрского НГК по сравнению с залежами среднеюрского НГК связана с тем, что существенная часть выявленных запасов нефти нижнеюрского НГК – это запасы месторождений, приуроченных к району Красноленинского свода. Высокая изученность данной территории обусловила и высокую долю запасов категорий АВ₁С₁ от начальных выявленных.

Выработанность начальных запасов промышленных категорий AB_1C_1 (доля накопленной добычи от начальных извлекаемых запасов категорий AB_1C_1) по нефтегазоносным комплексам значительно дифференцирована. Максимальна она для шельфовой части осложненного неокомского НГПК (77 %), неосложненного неокомского НГПК (73 %) и для юрского НГК Приуральской НГО (71 %), минимальна для баженовско-абалакского (10 %), среднеюрского (17 %) и сеноман-неокомского НГК (19 %). Для аптского НГК и ачимовской части осложненного неокомского НГПК анализируемый показатель практически равен и составляет соответственно 27 и 28 %, для васюганского – 50 и нижнеюрского НГК – 46 %. В целом по округу 60 % начальных запасов промышленных категорий извлечено из недр.

Как и в прошлые годы наиболее интенсивно разрабатываются запасы шельфовых пластов осложненного неокомского НГПК, для них годовой отбор нефти составил 3,5 % от суммарных текущих запасов категорий AB_1C_1 . Среднее значения этого показателя в целом по округу – 2,5 %.

На диаграмме (рис. 1.2) приведены данные по изменению объемов начальных выявленных запасов нефти на месторождениях округа и их структуры (соотношение накопленной добычи, текущих разведанных запасов категорий AB_1C_1 и оцененных запасов категорий B_2C_2) за 31-летний период времени.

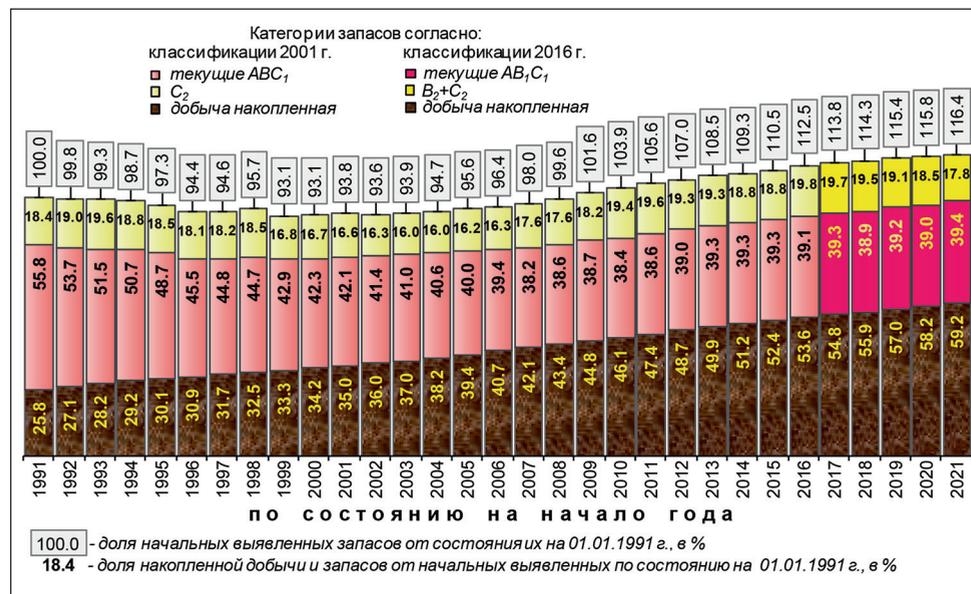


Рис. 1.2. Динамика начальных выявленных извлекаемых запасов нефти ХМАО – Югры за 1991–2020 гг.

Условно анализируемый период можно разделить на три этапа:

- первый этап (1991-1995 гг.) – списания запасов на ряде месторождений ХМАО – Югры, в основном по итогам ГКЗ, зачастую необоснованные, в том числе связанные с занижениями коэффициентов извлечения нефти (КИН) при незначительных приростах по разведке и оперативным пересчетам;

- второй этап (1996-2001 гг.) характеризовался разнонаправленными изменениями величины начальных выявленных запасов нефти округа, когда списания в ГКЗ значительно сократились, а приросты по результатам разведочных работ существенно увеличились по сравнению с предыдущим периодом;

- третий этап – устойчивая положительная динамика начальных выявленных запасов нефти округа, начавшаяся в 2002 году и продолжающаяся до настоящего времени.

В результате произошедшего движения запасов на месторождениях округа за 1991-2020 гг. текущие разведанные извлекаемые запасы нефти округа в настоящее время составляют 70,6 % от их состояния на 01.01.1991 г. При этом суммарная добыча нефти за 1991-2020 гг. превысила убыль текущих запасов категорий ABC_1 (AB_1C_1) за этот же период на 51 % (к суммарной добыче). Такая ситуация наблюдалась в 2007 г., когда впервые за предшествующий период превышение суммарной добычи над убылью запасов (за 1991-2006 гг.) было существенно меньше – около 2 %. В последние годы отмечается закономерное повышение величины этого показателя до настоящего времени.

Для запасов нефти категории C_2 (B_2C_2) в течение анализируемого периода характерны разнонаправленные изменения при достижении максимальной их величины на начало 2016 г. (рис. 1.2). В целом за рассматриваемый период времени запасы нефти данной категории по округу (по состоянию на 01.01.2021 г.) уменьшились на 3,4 % к их состоянию на 01.01.1991 г.

К настоящему времени начальные выявленные запасы нефти округа на 16,4 % превысили их состояние на 01.01.1991 г. и на 25,1 % – минимальную за рассматриваемый период величину, которая отмечалась в округе на начало 1999 г.

Анализ изменений текущих разведанных запасов нефти категории ABC_1 (ABC_1 – по классификации 2001 г., AB_1C_1 – по классификации 2016 г.) за 31-летний период (рис. 1.3) позволяет выделить два этапа, отличающихся по характеру динамики приростов:

- первый этап (1991-2006 гг.) – однонаправленное уменьшение текущих запасов ABC_1 округа при наиболее значительных темпах их сокращения в первой половине данного этапа (до 1997 г.);

- второй этап (2007 г. – по настоящее время) – сравнительная стабилизация при разнонаправленных незначительных по величине изменениях запасов.

За 2020 г. произошло увеличение текущих разведанных (AB_1C_1) извлекаемых запасов округа на 1,0 %, в отличие от их отрицательной динамики за предыдущий год (уменьшение на 0,5 %).

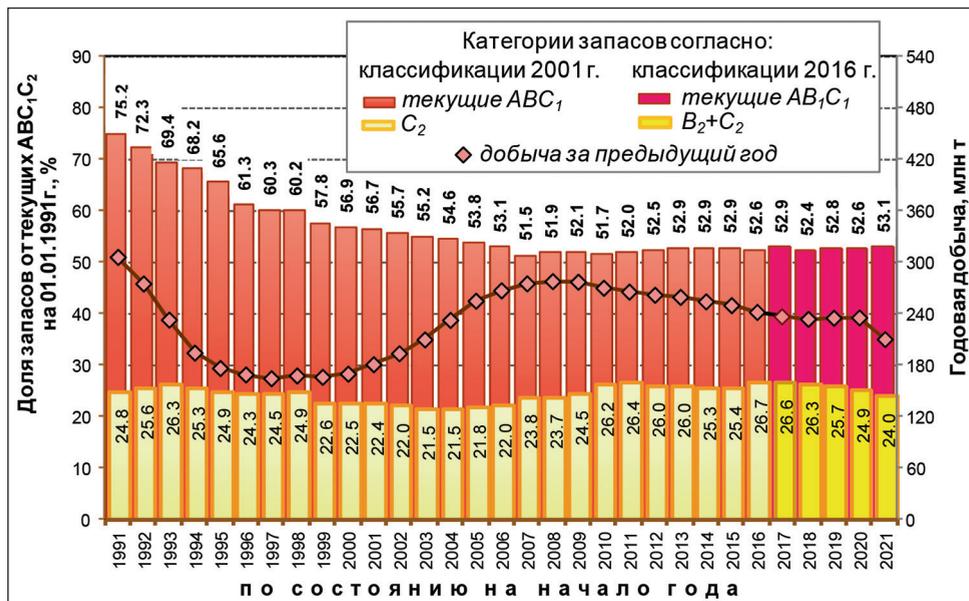


Рис. 1.3. Динамика текущих извлекаемых запасов и годовой добычи нефти ХМАО – Югры за 1991–2020 гг.

Структура начальных выявленных запасов конденсата, свободного и растворенного газа округа по состоянию на 01.01.2021 г. приведена на рис. 1.1.

В настоящее время из недр извлечено немногим более половины (53,9 %) начальных выявленных запасов конденсата округа (55,6 млн т), в составе которых запасы отдельных категорий составляют:

- текущие запасы категории А – 6,3 %;
- текущие запасы категории В₁ – 27,1 %;
- текущие запасы категории С₁ – 0,1 %;
- оцененные запасы категории В₂ – 11,5 %;
- оцененные запасы категории С₂ – 0,8 %.

Выработанность начальных выявленных запасов свободного газа исчисляется в 50,8 %. Доли отдельных категорий в составе начальных выявленных запасов свободного газа (1,162 трлн м³) составляют:

- текущие запасы категории А – 8,4 %;
- текущие запасы категории В₁ – 31,1 %;
- текущие запасы категории С₁ – 4,8 %;
- оцененные запасы категории В₂ – 3,7 %;
- оцененные запасы категории С₂ – 0,8 %.

Распределение начальных выявленных запасов растворенного газа округа практически идентично распределению запасов нефти (рис. 1.1). В общем объеме начальных выявленных извлекаемых

запасов растворенного газа округа доли добычи и запасов отдельных категорий составляют:

- накопленная добыча – 50,0 %;
- начальные запасы категории А – 66,0 %;
- начальные запасы категории B_1 – 14,9 %;
- начальные запасы категории C_1 – 1,4 %;
- оцененные запасы категории B_2 – 14,3 %;
- оцененные запасы категории C_2 – 3,4 %.

Расчет структуры запасов по месторождениям и залежам разной крупности производится согласно их геологической отчетности, поскольку использование только такой формы учета объектов позволяет выявить природные закономерности распределения скоплений УВ по различным критериям и в дальнейшем использовать их при прогнозировании качественной структуры не выявленных ресурсов.

Распределение открытых в округе месторождений по крупности показано на рисунке 1.4. Класс месторождений определялся по величине начальных выявленных извлекаемых запасов УВ (накопленная добыча + запасы категорий $AB_1B_2C_1C_2$) в сумме нефти, конденсата, свободного и растворенного газа. Границы классов, соответствующие классификации 2016 г., следующие: менее 1 млн т усл. топл. – очень мелкие по запасам месторождения, 1-5 млн т усл. топл. – мелкие, 5-30 млн т усл. топл. – средние, 30-300 млн т усл. топл. – крупные, более 300 млн т усл. топл. – уникальные.

Из общего количества открытых в округе по состоянию на 01.01.2021 г. месторождений всех типов (в сумме нефтяные, газонефтяные, нефтегазоконденсатные, газоконденсатные и газовые) 15 месторождений – уникальные по величине извлекаемых запасов УВ, 76 – крупные, 150 – средние, 162 – мелкие и 150 – очень мелкие.

Результаты расчета распределения количества нефтесодержащих месторождений округа (в сумме нефтяные, газонефтяные, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные) и их запасов по выделенным классам скоплений по крупности также показано на рисунке 1.4.

Из общего количества нефтесодержащих месторождений округа к уникальным относятся 15 месторождений, к крупным – 75, к средним – 144, к мелким – 147, к очень мелким – 145.

Анализ приведенных данных свидетельствует о закономерном уменьшении долей выявленных запасов нефти (категорий $AB_1C_1B_2C_2$) в общем их объеме по округу от крупных классов месторождений к мелким, причем это наблюдается как для начальных запасов $AB_1C_1B_2C_2$ (от 65,9 до 0,2 %), так и для текущих (от 56,8 до 0,4 %) (рис. 1.4).

Следует также отметить снижение вклада крупных месторождений в оставшиеся (текущие) выявленные запасы округа по сравнению с их вкладом в начальные запасы, а для классов мелких месторождений, наоборот, – повышение вклада в текущие запасы. Такое закономерное смещение объемов запасов на объекты более мелких размеров по мере освоения территории и есть одно из проявлений

объективного процесса ухудшения структуры ресурсной базы. На примере данных рисунка 1.4 наглядно представлена данная закономерность. Так, доля начальных $AB_1C_1B_2C_2$ класса уникальных месторождений (65,9 %) превышает их долю в текущих $AB_1C_1B_2C_2$ (56,8 %). Для классов крупных, средних, мелких и очень мелких – противоположная ситуация, а именно, – превышение их вклада в текущие запасы над вкладом в начальные запасы $AB_1C_1B_2C_2$ округа. Так, вклад крупных месторождений (30-300 млн т усл.топл.) в текущие запасы нефти округа (30,3 %) превышает их вклад в начальные запасы (24,8 %), для средних месторождений (5-30 млн т усл.топл.) соответственно 10,4 и 7,8 %, для мелких (1-5 млн т усл.топл.) – 2 и 1 %, для очень мелких месторождений (менее 1 млн т усл.топл.) соответственно 0,4 и 0,2 %.

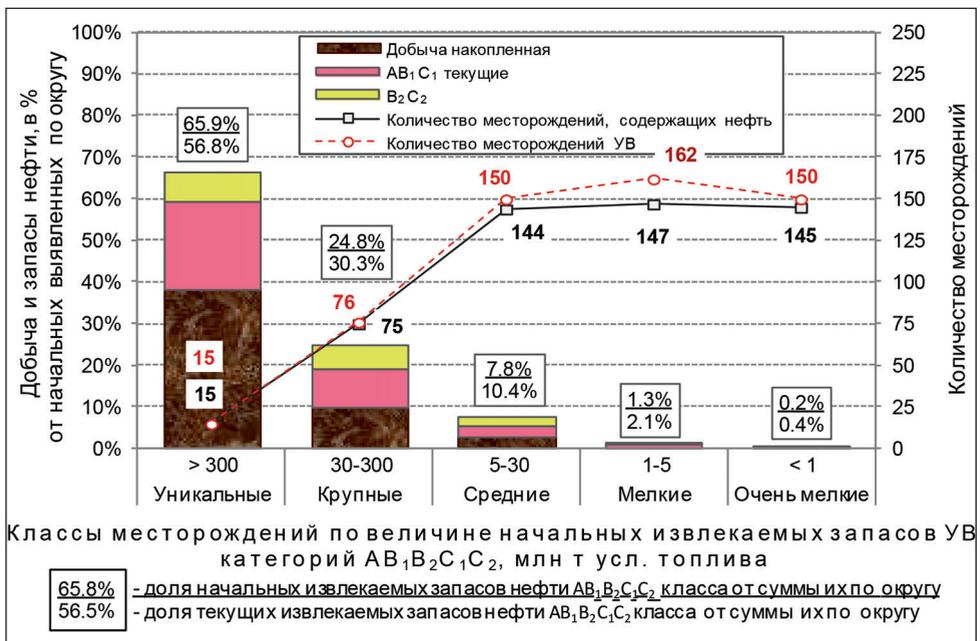


Рис. 1.4. Распределение выявленных извлекаемых запасов UB ХМАО – Югры по месторождениям разных размеров

Распределение выявленных запасов нефти по залежам разной крупности (согласно их геологическому учету) приведено на рис. 1.5. Класс залежей определялся по величине начальных выявленных извлекаемых запасов нефти категории $AB_1B_2C_1C_2$. Расчеты проводились по следующим классам, их границы: менее 1, 1-5, 5-30, 30-300, более 300 млн т. Залежи первых двух классов, с запасами от < 1 до 5 млн т, классифицируются как мелкие по размерам запасов, с запасами 5-30 млн т – средние, 30-300 – крупные и более 300 млн т – уникальные.

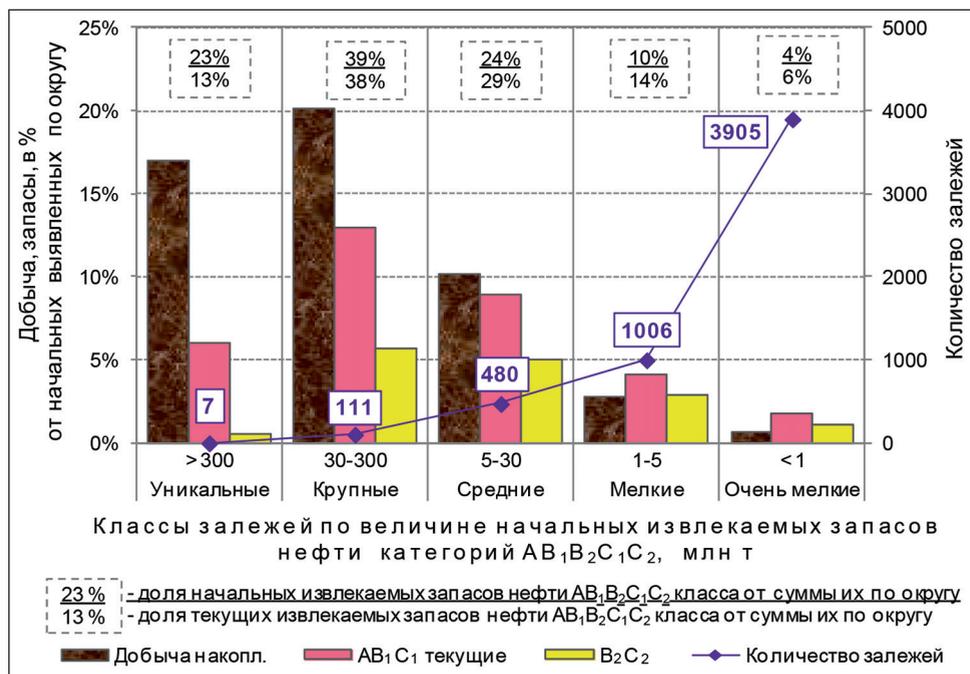


Рис. 1.5. Распределение выявленных извлекаемых запасов нефти ХМАО – Югры по залежам разных размеров

Как видно на рис. 1.5, среди открытых на территории ХМАО – Югры нефтесодержащих залежей доминируют мелкие и очень мелкие скопления (4911 залежей) размером до 5 млн т, к которым приурочено 14 % начальных выявленных извлекаемых запасов нефти округа. Значительная часть запасов AB₁B₂C₁C₂ округа (86 %) приурочена к сравнительно небольшому их количеству – 598 залежей (в сумме средние, крупные и уникальные).

Общее количество нефтесодержащих залежей по округу за последний год увеличилось с 5445 до 5509 (согласно геологической отчетности). При этом в классе уникальных (более 300 млн т) и крупных (30-300 млн т) скоплений изменений не произошло, средних (5-30 млн т) залежей стало на 6 больше. Наиболее существенные увеличения числа залежей произошли в классах 1-5 и менее 1 млн т. На 01.01.2020 г. количество залежей в этих классах составляло, соответственно 980 и 3873, а на 01.01.2021 г. соответственно 1006 и 3905.

По мере освоения регионов закономерным является смещение добычи и текущих запасов на классы мелких скоплений в связи с первоочередным вовлечением в разработку наиболее крупных (рис. 1.5). Эта закономерность прослеживается и для укрупненных классов залежей. Так, доля запасов класса мелких залежей (менее 5 млн т) в текущие AB₁B₂C₁C₂ округа (20 %) заметно превышает их долю в начальных AB₁B₂C₁C₂ (14 %), средних (5-30 млн т) – менее

значительно, соответственно 29 и 24 %. Для крупных (30-300 млн т) залежей вклад в текущие и начальные запасы $AB_1B_2C_1C_2$ округа практически равный. Существенно ниже вклад в текущие запасы по сравнению с вкладом в начальные запасы отмечается для уникальных (более 300 млн т) залежей, соответственно 13 и 23 %.

1.2. Состояние и структура ресурсов локальных объектов

По состоянию на 01.01.2021 г. в пределах территории ХМАО – Югры оценку ресурсов нефти по категории $D_0 + D_n$ имеют 1728 локальных объектов (ловушек), из них 1126 оценены по категории D_0 (подготовленные ресурсы) и 602 – по категории D_n (локализованные ресурсы) (см. табл. 1.1). По сравнению с предыдущим годом число ловушек в целом по округу уменьшилось на 5 в основном за счет геологоразведочных работ, выполненных компаниями-недропользователями на участках с долгосрочными и краткосрочными лицензиями. Следует отметить, что 12 ловушек расположены на территории участков как с долгосрочными, так и с краткосрочными лицензиями, и 4 ловушки – в пределах долгосрочного лицензионного участка и территории нераспределенного фонда недр.

Распределение ловушек и их ресурсов (категорий D_0 и D_n) по территориям различных статусов в пределах ХМАО – Югры и по объектам разреза (НГК, НГПК, их частям) приведено в таблице 1.1.

Ресурсы нефти локальных объектов (категорий $D_0 + D_n$) округа за прошедший год показали положительную динамику в 2020 году и увеличились на 1,7 %. При этом изменения ресурсов категорий D_0 и D_n имеют разнонаправленный характер. Подготовленные ресурсы (D_0) за анализируемый период увеличились на 6,1 %, а локализованные (D_n) уменьшились на 3,9 %.

В целом за период 2000-2020 гг. (рис. 1.6) прослеживается тенденция преимущественного снижения объемов ресурсов категории D_0 и незначительные разнонаправленные изменения для категории D_n .

В сумме за последний 21 год произошло значительное сокращение подготовленных ресурсов (на 61 %) и в целом ресурсов ловушек округа ($D_0 + D_n$) на 46 %. Вместе с тем наблюдается менее значимое увеличение локализованных ресурсов (на 17 %).

Следствием неоднозначной динамики подготовленных и локализованных ресурсов является значительное изменение их соотношений в общем объеме ресурсов локальных объектов округа за рассматриваемый период. Так, если по состоянию на 01.01.2001 г. на категорию D_0 приходилась большая часть (81 %) ресурсов всех ловушек округа, то в настоящее время – лишь немногим более половины (58 %).

Таким образом, за анализируемый период 2000-2020 гг. наблюдается «ухудшение» структуры ресурсов локальных объектов, т.е.

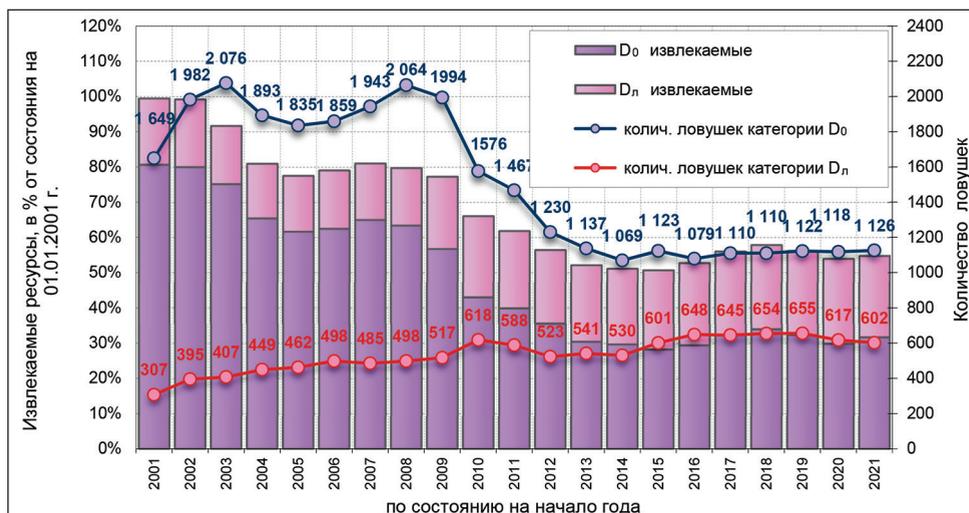


Рис. 1.6. Динамика извлекаемых ресурсов нефти категорий D_0 и D_l на территории округа за 2000-2020 гг.

однонаправленное «смещение» их объемов в сторону менее достоверной категории D_l на фоне уменьшения состояния ресурсов нефти $D_0 + D_l$ в целом по округу.

Распределение оцененных ловушек и их ресурсов по отдельным горизонтам разреза по состоянию на 01.01.2021 г. существенно дифференцировано, что обусловлено различной их изученностью площадными сейсмическими работами и глубоким бурением, а также концентрацией еще невыявленного нефтяного потенциала.

Максимальный объем извлекаемых ресурсов нефти в целом по округу в сумме категорий D_0 и D_l приурочен к среднеюрскому нефтегазоносному комплексу (25,2 %). Далее в порядке уменьшения ресурсов следуют верхнеюрский (17,2 %) и нижнеюрский НГК (15,9 %). Доли ресурсов баженовско-абалакского НГК, шельфовой части осложненного неокомского НГПК и юрского НГК Приуральской НГО практически равны и составляют, соответственно 9,9, 9,7 и 8,6 %. В неосложненном неокомском НГПК содержится 6,7 % от общей величины ресурсов нефти категорий $D_0 + D_l$ округа, в ачимовской части осложненного неокомского НГПК – 5,7 %. Незначительные объемы ресурсов ловушек приходятся на аптский, триасовый и сеноман-неокомский НГК – 1, 0,1 и 0,003 % (рис. 1.7а, табл. 1.1).

Как отмечалось ранее, в целом по округу на подготовленные ресурсы нефти приходится немногим более половины ресурсов прогнозируемых ловушек (58,5 %). На рисунке 1.7а видно, что соотношение подготовленных и локализованных ресурсов для различных объектов разреза существенно отличается. Все ловушки сеноман-неокомского и аптского НГК оценены по категории D_0 .

Таблица 1.1. Распределение ресурсов нефти категорий D₀ и D_л в пределах округа по состоянию на 01.01.2021 г.

Нефтегазоносный комплекс (НГК), подкомплекс (НГПК)	Категория D ₀			Категория D _л		
	Количество ловушек	Ресурсы		Количество ловушек	Ресурсы	
		геол.	извл.		геол.	извл.
<i>В целом по лицензионным участкам с долгосрочными лицензиями</i>						
Сеноман-неокомский НГК	3	0.002%	0.003%			
Аптский НГК	8	0.508%	0.395%			
Неосложненный неокомский НГПК	20	1.164%	1.052%	1	0.383%	0.368%
Шельфовая часть осл. неок. НГПК	77	4.160%	4.651%	5	0.243%	0.275%
Ачимовская часть осл. неок. НГПК	38	1.959%	1.970%	7	0.626%	0.651%
Баженовско-абалакский НГК	61	8.064%	7.201%	3	0.446%	0.475%
Верхнеюрский НГК	72	1.413%	1.386%	6	0.198%	0.184%
Среднеюрский НГК	231	8.225%	7.372%	13	1.658%	1.488%
Нижнеюрский НГК	49	2.676%	2.785%	46	1.651%	1.395%
Юрский НГК (Приуральская НГО)	91	2.664%	3.193%	0		
Триасовый НГК				1	0.103%	0.079%
Итого:	650	30.835%	30.008%	82	5.307%	4.916%
<i>В пределах участков с действующими краткосрочными лицензиями</i>						
Аптский НГК	5	0.635%	0.488%			
Неосложненный неокомский НГПК	24	3.610%	3.270%	5	0.978%	0.861%
Шельфовая часть осл. неок. НГПК	28	1.576%	1.509%	12	0.749%	1.018%
Ачимовская часть осл. неок. НГПК	19	0.246%	0.256%	10	0.392%	0.405%
Баженовско-абалакский НГК	17	1.472%	1.182%	9	0.686%	0.624%
Верхнеюрский НГК	37	1.273%	1.622%	18	1.199%	1.389%
Среднеюрский НГК	97	7.629%	6.595%	32	2.176%	2.043%
Нижнеюрский НГК	29	1.011%	0.840%	35	1.522%	1.275%
Юрский НГК (Приуральская НГО)	18	0.903%	1.142%	11	0.445%	0.429%
Итого:	274	18.354%	16.904%	132	8.147%	8.043%
<i>В целом по территории, расположенной за пределами участков с долгосрочными и краткосрочными лицензиями</i>						
Аптский НГК	2	0.150%	0.150%			
Неосложненный неокомский НГПК	15	0.994%	0.976%	4	0.213%	0.138%
Шельфовая часть осл. неок. НГПК	6	0.521%	0.592%	28	1.335%	1.612%
Ачимовская часть осл. неок. НГПК	11	0.469%	0.442%	15	1.465%	2.003%
Баженовско-абалакский НГК	7	0.262%	0.204%	9	0.237%	0.214%
Верхнеюрский НГК	58	3.838%	4.812%	61	6.010%	7.810%
Среднеюрский НГК	41	1.442%	1.118%	93	7.203%	6.614%
Нижнеюрский НГК	21	1.188%	1.089%	138	8.655%	8.498%
Юрский НГК (Приуральская НГО)	54	1.744%	2.186%	43	1.630%	1.672%
Итого:	215	10.608%	11.569%	391	26.749%	28.561%
<i>В целом по территории ХМАО – Югры</i>						
Сеноман-неокомский НГК	3	0.002%	0.003%			
Аптский НГК	15 (12)	1.294%	1.033%			
Неосложненный неокомский НГПК	59 (56)	5.767%	5.299%	10	1.574%	1.368%
Шельфовая часть осл. неок. НГПК	111 (109)	6.257%	6.752%	45 (44)	2.327%	2.905%
Ачимовская часть осл. неок. НГПК	68	2.674%	2.668%	32 (31)	2.483%	3.059%
Баженовско-абалакский НГК	85 (84)	9.797%	8.587%	21	1.369%	1.313%
Верхнеюрский НГК	167	6.525%	7.819%	85	7.407%	9.382%
Среднеюрский НГК	369	17.296%	15.086%	138 (137)	11.037%	10.145%
Нижнеюрский НГК	99 (98)	4.875%	4.715%	219	11.828%	11.167%
Юрский НГК (Приуральская НГО)	163 (160)	5.310%	6.520%	54	2.075%	2.101%
Триасовый НГК				1	0.103%	0.079%
Итого:	1139 (1126)	59.798%	58.481%	605 (602)	40.202%	41.519%

* – в % от геологических ресурсов нефти в сумме категорий D₀ и D_л территории округа

** – в % от извлекаемых ресурсов нефти в сумме категорий D₀ и D_л территории округа

¹ – 12 ловушек расположены на территории как долгосрочных, так и краткосрочных лицензий, и 4 ловушки расположены в пределах долгосрочного лицензионного участка и нераспределенного фонда недр

Превышение объемов подготовленных ресурсов над объемами локализованных отмечается для неосложненного неокомского НГПК, шельфовой части осложненного неокомского НГПК, баженовско-абалакского, среднеюрского и юрского НГК. Для ачимовской части осложненного неокомского НГПК и верхнеюрского НГК ресурсы категорий D_0 и D_L практически равны, только для нижнеюрского НГК большая часть ресурсов оценена по категории D_L (70 %).

В результате различного соотношения ресурсов D_0 и D_L анализируемых объектов разреза распределение подготовленных ресурсов нефти округа по НГК и НГПК несколько отлично от распределения суммарных ($D_0 + D_L$) ресурсов (рис. 1.7а). Выражается это в уменьшении доли нижнеюрского НГК в общем объеме подготовленных ресурсов округа (8 %) по сравнению с вкладом в ресурсы $D_0 + D_L$ (16 %) и в увеличении долей для неосложненного неокомского НГПК (с 6,7 до 9 %), шельфовой части осложненного неокомского НГПК (с 9,7 до 11,5 %) и юрского НГК (с 8,6 до 11,1 %).

В настоящее время значительная часть оцененных ловушек округа (1394 из общего числа 1728) и их ресурсов (77 %) сосредоточена в юрской части разреза (табл. 1.1). Результаты расчета распределения количества прогнозируемых ловушек и ресурсов нефти округа категорий D_0 и D_L по элементарным объектам оценки НСР УВ – нефтегазоносным комплексам (НГК), нефтегазоносным подкомплексам (НГПК) и их частям приведены на диаграмме рисунка 1.7а.

Максимальное количество локальных объектов прогнозируется в среднеюрском НГК – 506 ловушек, из которых 369 оценены по категории D_0 и 137 – по категории D_L . Далее следуют нижнеюрский – 317 ловушек (219 имеют оценку по D_L), васюганский – 252, юрский

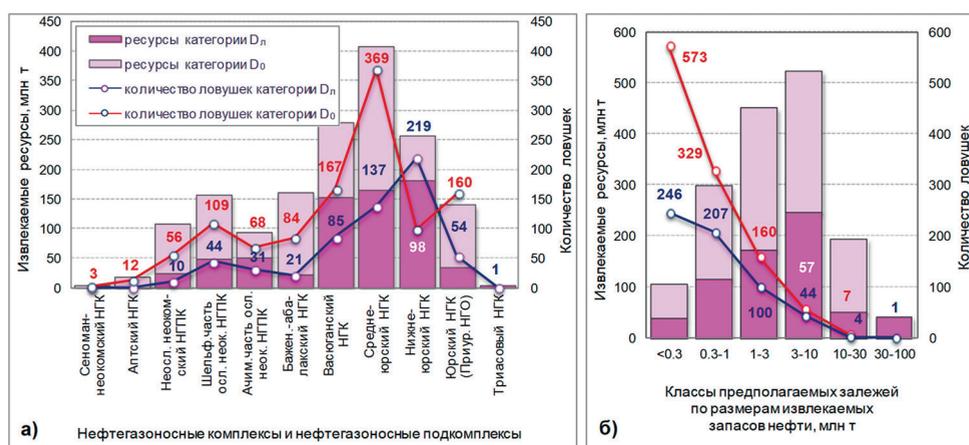


Рис. 1.7. Распределение извлекаемых ресурсов нефти категорий D_0 и D_L территории округа по нефтегазоносным комплексам (а) и по классам предполагаемых залежей (б)

НГК (Приуральской НГО) – 214, шельфовая часть осложненного неокомского НГПК – 153, баженовско-абалакский НГК – 105, ачимовская часть осложненного неокомского НГПК – 99 ловушек (для этих объектов разреза большая часть ловушек оценена по категории D_0). Небольшое количество локальных объектов находится в отложениях неосложненного неокомского НГПК, аптского и сеноман-неокомского НГК, соответственно 66, 12 и 3 (рис. 1.7а).

Фонд локальных объектов ХМАО – Югры с оценкой ресурсов по категории D_0 и D_1 в основном состоит из небольших по объему прогнозируемых ресурсов ловушек (рис.7б).

По состоянию на 01.01.2021 г. из общего количества ловушек (1728) 1615 относится к мелким локальным объектам (извлекаемые ресурсы не превышают 3 млн т); 101 ловушка относится к классу ресурсов от 3 до 10 млн т. И только 12 ловушек прогнозируется с запасами более 10 млн т. В среднем по округу на одну ловушку приходится менее 1 млн т извлекаемых ресурсов нефти в сумме категорий $D_0 + D_1$. При этом ловушки, оцененные по категории D_1 , в 1,3 раза крупнее ловушек, оцененных по категории D_0 .

1.3. Структура начальных суммарных ресурсов УВ

В общем объеме извлекаемых начальных суммарных ресурсов (НСР) УВ округа, содержащихся в отложениях мезозойского и палеозойского возрастов (количественно оцененных), доля нефти составляет 80,5 %, свободного и растворенного газа, соответственно 11,4 и 7,4 %, конденсата – 0,7 %. Результаты расчета структуры НСР по степени их изученности (распределение по группам и категориям запасов и ресурсов) по состоянию на 01.01.2021 года для нефти, растворенного и свободного газа, конденсата показаны на рис. 1.8-1.9.

К настоящему времени 67 % суммарного извлекаемого потенциала нефти уже переведено в начальные запасы месторождений категорий $AB_1B_2C_1C_2$ (рис. 1.8). Доли накопленной добычи и выявленных запасов в составе извлекаемых НСР нефти округа следующие:

- накопленная добыча из разбуренных запасов категории А – 33,7 %;
- текущие разбуренные запасы категории А – 12,6 %;
- накопленная добыча из подготовленных запасов категории B_1 – 0,4 %;
- текущие подготовленные запасы категории B_1 – 9,0 %;
- оцененные запасы категории B_2 – 7,6 %;
- накопленная добыча из разведанных запасов категории C_1 – 0,03 %;
- текущие разведанные запасы категории C_1 – 1,0 %;
- оцененные запасы категории C_2 – 2,7 %.



Рис. 1.8. Структура начальных суммарных извлекаемых ресурсов нефти территории округа

Меньшая часть потенциала нефти (33 %) еще не выявлена и приходится на ресурсы категорий D_0 , $D_{л}$, D_1 и D_2 , доли которых от извлекаемых НСР нефти округа следующие (рис. 1.8):

- подготовленные ресурсы категории D_0 – 2,7 %;
- локализованные ресурсы категории $D_{л}$ – 1,9 %;
- перспективные ресурсы категории D_1 – 25,0 %;
- прогнозируемые ресурсы категории D_2 – 3,4 %.

В структуре НСР растворенного газа соотношения запасов и ресурсов различных групп и категорий практически идентичны распределению для нефти. Однако при практически соразмерных распределениях НСР по категориям, выявленность их (доля начальных запасов категорий $AB_1B_2C_1C_2$ от НСР) для растворенного газа (60,2 %) значительно меньше по сравнению с нефтью (67,0 %), а доля ресурсов $D_0+D_{л}$ и D_1+D_2 выше (рис. 1.9).

Освоенность ресурсной базы свободного газа и конденсата округа (рис. 1.9) невысока, соответственно 76,8 и 82,4 %, существенная часть их НСР еще не выявлена. Такая ситуация в первую очередь связана с незначительными концентрациями этих видов углеводородного сырья на территории округа и, как следствие, с отсутствием целенаправленных поисков на газ и конденсат в таких масштабах, как на нефть. Общеизвестно, что первые открытия в Западно-Сибирской провинции именно залежей свободного газа в Березовском НГР носили случайный характер, последующие же – открывались в результате планируемых поисковых работ на нефть.



Рис. 1.9. Структура начальных суммарных ресурсов растворенного и свободного газа, конденсата территории округа

Доли накопленной добычи, запасов и ресурсов различных категорий в составе НСР свободного газа округа следующие (рис. 1.9):

- накопленная добыча (в сумме категорий А, В₁, С₁) – 11,8 %;
- текущие запасы категории А – 2,0 %;
- текущие запасы категории В₁ – 7,2 %;
- оцененные запасы категории В₂ – 0,9 %;
- текущие запасы категории С₁ – 1,1 %;
- оцененные запасы категории С₂ – 0,2 %;
- ресурсы локальных объектов в сумме категорий D₀ и D_л – 0,1 %;
- перспективные ресурсы категории D₁ – 41,5 %;
- прогнозируемые ресурсы категории D₂ – 35,2 %.

В общем объеме оцененных начальных извлекаемых ресурсов конденсата округа накопленная добыча, запасы и ресурсы различных категорий составляют (рис. 1.9):

- накопленная добыча (в сумме категорий А, В₁, С₁) – 9,5 %;
- текущие запасы категории А – 1,1 %;
- текущие запасы категории В₁ – 4,8 %;
- оцененные запасы категории В₂ – 2,0 %;
- текущие запасы категории С₁ – 0,1 %;
- оцененные запасы категории С₂ – 0,1 %;
- перспективные ресурсы категории D₁ – 65,4 %;
- прогнозируемые ресурсы категории D₂ – 17,0 %.

Локальные объекты с оценкой ресурсов конденсата по категориям D₀ и D_л не прогнозируются, для свободного газа ресурсы данных категорий очень незначительны (доли процентов от объема НСР) (рис. 1.9). Кроме того, в составе нелокализованных ресурсов (D₁+D₂) свободного газа и конденсата доля менее достоверных прогнозируемых ресурсов категории D₂ (соответственно 35,2 и 17,0 %) выше, чем в структуре нефтяных ресурсов.

Распределение НСР, а в их составе: накопленной добычи, выявленных запасов и невыявленных ресурсов нефти по укрупненным объектам разреза приведено на рисунке 1.10.

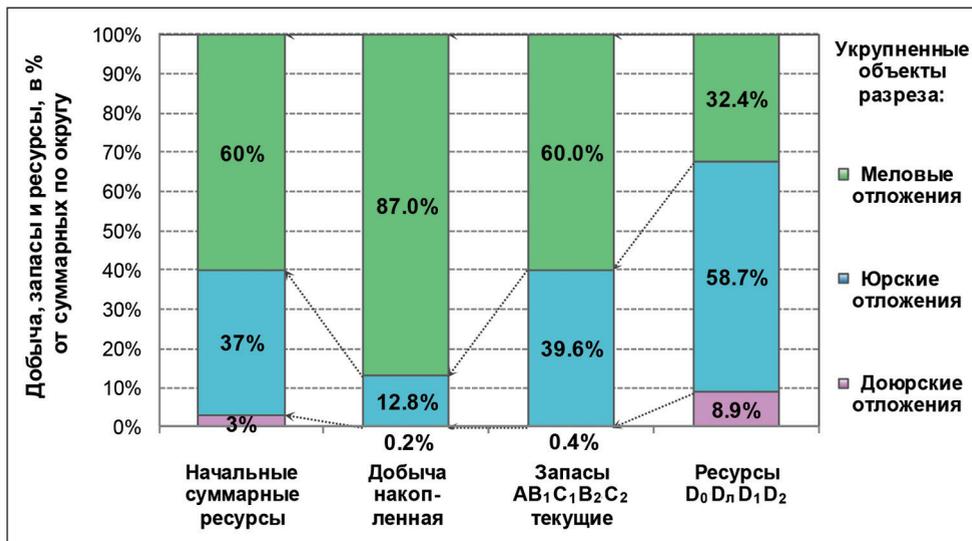


Рис. 1.10. Распределение извлекаемых запасов и ресурсов нефти ХМАО – Югры по укрупненным объектам разреза

Анализ динамики структуры ресурсов и запасов по принадлежности к различным объектам разреза свидетельствует о продолжающейся тенденции увеличения вклада отложений нижних горизонтов (юрские и доюрские НГК) в общий объем невыявленных ресурсов и, соответственно, уменьшения вклада меловых НГК.

Меловые отложения включают в себя сеноман-неокомский и аптский НГК, неосложненный неокомский НГПК, шельфовую и ачимовскую части осложненного неокомского НГК. Юрские отложения – баженовско-абалакский, васюганский, среднеюрский и нижнеюрский нефтегазоносные комплексы, доюрские отложения – триасовый НГК и внутренний палеозойский НГК.

Если на меловые, наиболее перспективные отложения сравнительно простого геологического строения приходится 60,1 % от НСР нефти округа, то доля их в невыявленных ресурсах к настоящему времени сократилась до 32,4 % (рис. 1.10). Для объектов разреза более сложного геологического строения и наиболее погруженных наблюдается противоположная закономерность. При доле юрских НГК в НСР нефти округа – 36,8 %, вклад их в невыявленные ресурсы в результате ежегодного повышения достиг 58,7 %, для доюрских НГК аналогично – их доля в невыявленных ресурсах нефти округа превышает вклад в НСР почти в три раза, соответственно 8,9 и 3,1 %.

Расчеты распределения выявленных запасов (категории АВ₁В₂С₁С₂) нефти по укрупненным объектам разреза свидетельствуют о весомом вкладе в настоящее время залежей меловых НГК как в текущие запасы округа, так и в накопленную добычу, соответственно 60,0 и 87,0 % (рис. 1.10). Это обусловлено особенностями

строения и высокой изученностью этих отложений, способствующих повышению выявляемости ресурсов, и, кроме того, более интенсивным вовлечением в разработку крупных и высокодебитных залежей УВ неокомской части разреза.

Однако по мере освоения территории из-за естественного истощения запасов наиболее эффективных отложений неокомской части разреза в процесс разработки все чаще вовлекаются залежи, приуроченные к глубокозалегающим горизонтам более сложного строения. В результате доля меловых отложений в накопленной добыче постепенно падает (см. отчеты «Недропользование в ХМАО – Югре» за предыдущие годы): на 01.01.2015 г. – 88,5 %, на 01.01.2016 г. – 88,2 %, на 01.01.2017 г. – 88,0 %, на 01.01.2018 г. – 87,7 %, на 01.01.2019 г. – 87,5 %, на 01.01.2020 г. – 87,2 %, а для юрских НГК наоборот увеличивается соответственно 11,4, 11,6, 11,9, 12,1, 12,3 и 12,6 %. Для текущих выявленных запасов нефти округа характерна аналогичная закономерность «ухудшения структуры» – постепенное наращивание вклада залежей юрской части разреза (на начало 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020 гг. соответственно 36,9, 38,5, 38,6, 39,7, 39,9, 40,6 %) при уменьшении меловой (на начало 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020 гг. соответственно 62,6, 61,0, 60,9, 59,9, 59,7, 59,3 %) (рис. 1.10).

Для более дробных объектов разреза (НГК, НГПК) выявленность НСР нефти (доля НСР, переведенных в начальные запасы открытых залежей) существенно дифференцирована, поскольку также в основном предопределяется особенностями их геологического строения и приуроченностью к различным глубинам. Максимальные показатели отмечаются для осложненного и неосложненного неокомских НГПК соответственно 89 и 72 %, для васюганского – 69 % и среднеюрского – 62 % НГК (для извлекаемой составляющей запасов и ресурсов). Далее в порядке уменьшения выявленности НСР следуют: юрский НГК Приуральской НГО (61 %), сеноман-неокомский 58 %, аптский НГК (54 %) и триасовый НГК (31 %). Минимальной выявленностью характеризуются баженовско-абалакский (16 %) и нижнеюрский (21 %) НГК.

В структуре накопленной добычи, запасов и ресурсов свободного газа и конденсата укрупненных объектов разреза (рис. 1.11), как и для нефти, проявляется та же закономерность смещения объемов не выявленной части ресурсов на более глубокие горизонты разреза по сравнению с начальным потенциалом округа. Так, вклад юрских и доюрских НГК в не выявленные ресурсы свободного газа округа, соответственно 34,4 и 21,4 %, больше их вклада в НСР ХМАО – Югры, составляющего 31,2 и 16,5 %. Аналогично для конденсата: доля юрских НГК в не выявленных ресурсах округа (54,8 %) на 01.01.2021 г. выше, чем в НСР (50,8 %) (рис. 1.11).

Доля меловых НГК в общем объеме не выявленных ресурсов свободного газа округа в процессе освоения региона, наоборот, снижается до 52,3 % в начальных суммарных и повышается до 44,2 % в не выявленных ресурсах (на 01.01.2021 г.) (рис. 1.11).

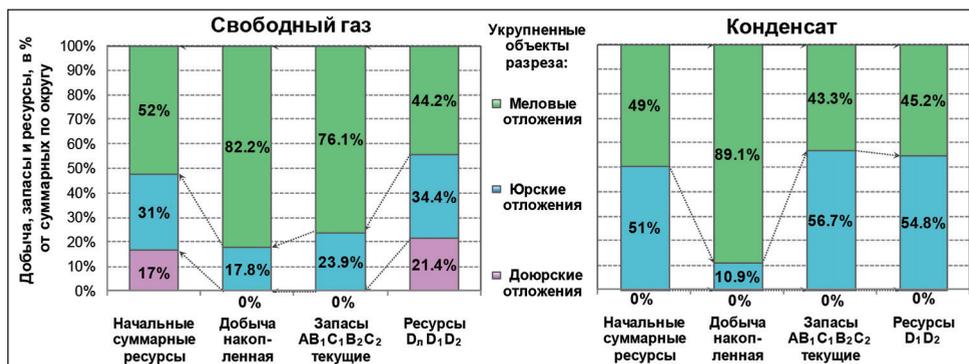


Рис. 1.11. Распределение извлекаемых запасов и ресурсов свободного газа и конденсата ХМАО – Югры по укрупненным объектам разреза

Для свободного газа, как и для нефти, выявленность НСР по отдельным НГК и НГПК весьма различна. Максимально высокое значение данного показателя отмечается для отложений неосложненного неокомского НГПК (48 %) и сеноман-неокомского НГК (45 %). Далее в порядке уменьшения освоенности ресурсной базы следуют юрский НГК (выявленность НСР – 32 %), аптский (15 %), шельфовая часть осложненного неокомского НГПК (15 %), нижнеюрский (11 %), васюганский (9 %), среднеюрский (6 %), ачимовская часть осложненного неокомского НГПК (3 %), и баженовско-абалакский (около 1 %) нефтегазоносные комплексы.

1.4. Характеристика ресурсной базы нефти распределенного и нераспределенного фондов недр

В настоящее время при разделении нефтегазоперспективных земель на распределенный (РФН) и нераспределенный (НРФН) фонды недр отсутствует однозначное понимание этих терминов, они используются в следующих двух вариантах.

В Государственных балансах нефти, газа, конденсата по Ханты-Мансийскому округу – Югре на протяжении длительного периода (около 25 лет) месторождения (и залежи), находящиеся в пределах участков с долгосрочными лицензиями (лицензии типа НР, НЭ, НГ), учитываются в распределенном фонде недр. Поисковые лицензионные участки (лицензии типа НП) с открытыми в их пределах месторождениями (залежами) индексируются в Государственных балансах как лицензионные участки нераспределенного фонда недр (ЛУ-НФ). При этом их запасы суммируются с запасами месторождений (залежей), расположенных за пределами всех лицензионных участков, и обозначаются как суммарные запасы нераспределенного фонда недр.

Другой вариант разделения территорий на фонды недр зачастую применяется различными организациями (органами административного управления, научными центрами и т.п.). При таком подходе к распределенному фонду недр (РФН) относятся долгосрочные (лицензии типа НР, НЭ, НГ) и краткосрочные (лицензии типа НП) лицензионные участки, а под нераспределенным фондом недр (НРФН) понимается объем недр, находящийся за пределами всех лицензионных участков.

В связи с такой неоднозначной ситуацией в определении принадлежности объемов недр к РФН и НРФН, существующей на протяжении длительного времени, расчеты и анализ состояния ресурсной базы УВ округа в НАЦ РН им. В.И. Шпильмана проводится для следующих объектов, которые мы называем землями различного народнохозяйственного статуса (без употребления понятий РФН и НРФН):

- участки с долгосрочными лицензиями;
- участки с краткосрочными лицензиями;
- объем недр за пределами всех (долгосрочных и краткосрочных) лицензионных участков.

С использованием оценок углеводородного потенциала этих элементарных объектов (различных статусов) простой технической процедурой могут быть рассчитаны величины НСР УВ для РФН и НРФН в любом варианте их понимания из приведенных выше.

Для каждого из этих объектов в НАЦ РН им. В.И. Шпильмана ежегодно выполняется переоценка НСР нефти, газа и конденсата, рассчитывается распределение их по группам и категориям запасов и ресурсов, прослеживается динамика состояния ресурсной базы УВ и ее структуры. В настоящем разделе приведены результаты расчетов для нефтяных ресурсов по состоянию лицензирования на 01.01.2021 г.

Распределение площадей перспективных отложений и лицензионных участков между землями различного народнохозяйственного статуса на территории ХМАО – Югры приведено на рис. 1.12.

Как видно на рисунке 1.12, общее количество лицензионных участков всех типов (НР, НЭ, НГ, НП) на территории округа по состоянию на 01.01.2021 г. составило 591. Их суммарная площадь – 251,3 тыс. км² (48,9 % от площади перспективных земель ХМАО – Югры).

На 457 участков (из общего количества в округе – 591) компаниям выданы долгосрочные (на 20 и более лет) лицензии, из которых:

- 146 лицензий на геологическое изучение, поиск, разведку и добычу УВ – «совмещенные лицензии» (НР);
- 310 лицензий с целью разведки и добычи УВ (НЭ);
- 1 лицензия – на эксплуатацию подземного хранилища газа (НГ).

Площадь ХМАО-Югры - 534.6 тыс.км ²	
Перспективные земли ХМАО-Югры 513.5 тыс.км ² (96% от площади округа) 100%	
ЛУ: НЭ+НР+НГ+НП (591*) 251.3 тыс.км ² (48.9% от площади перспект. земель округа)	НРФН (за пределами контуров ЛУ) 262.2 тыс.км ² (51.1% от площади перспект. земель округа)
ЛУ: НЭ+НР+НГ (457*) 196.3 тыс.км ² (38.2% от площади перспект. земель округа)	ЛУ: НП (134) 59.2 тыс. км ² (11.5%)
ЛУ: НЭ+НР+НГ (452*) (без участков с ЛУ- НП на нижние горизонты в контуре) 192.0 тыс.км ² (37.4% от площади перспект. земель округа)	ЛУ: НП (5) нижележащих горизонтов разрабатываемых месторождений - 4.2 тыс.км ² (0.8% от площади перспективных земель округа)
ЛУ: НЭ+НР+НГ+НП (301) (с ограничением по глубине) 149.2 тыс.км ² (29.1% от площади перспект. земель округа)	ЛУ: НП (129) (без учета ЛУ-НП нижележащих горизонтов разрабатываемых месторождений)
4 (156*)	ЛУ: НЭ+НР+НГ+НП (без ограничения по глубине) - 47.1 тыс.км² (9.1% от площади перспективных земель округа)
(591*) - количество лицензионных участков на территории ХМАО-Югры- в т.ч.2 трансграничных ЛУ-НР	

Рис. 1.12. Распределение площадей перспективных отложений и лицензионных участков округа между землями различного народнохозяйственного статуса по состоянию лицензирования на 01.01.2021 г.

Суммарная площадь этих 457 лицензионных участков (НР, НЭ, НГ) – 196,3 тыс. км² (рис. 1.12), что составляет 38,2 % от площади перспективных земель округа.

В составе 457 долгосрочных участков присутствуют два трансграничных лицензионных участка, контуры (площади) которых частично располагаются в пределах территории ХМАО – Югры. Это Новоендырский (лицензия ТЮМ 01742 НР) и Восточно-Соимлорский (СЛХ 02566 НР) лицензионные участки (ЛУ).

Кроме того, по состоянию на 01.01.2021 г. на 134 участка недропользователям предоставлены краткосрочные (сроком до 5 лет) лицензии на геологическое изучение с целью поисков и оценки углеводородного сырья (тип лицензии – НП). Это так называемые поисковые участки, общая площадь которых составляет 59,2 тыс.км² (11,5 % от площади перспективных земель округа). В свою очередь, поисковые участки подразделяются на две следующие подгруппы:

– на 129 участков (из общего количества поисковых – 134) выданы лицензии (НП) на весь разрез перспективных отложений. Эти участки, суммарной площадью 55,0 тыс. км² (рис. 1.12) (10,7 % от площади перспективных земель округа), целиком располагаются за пределами контуров участков с долгосрочными лицензиями;

– на 5 участков выданы лицензии (НП) на нижележащие горизонты разрабатываемых месторождений (рис. 1.12). Эти участки, суммарной площадью 4,2 тыс. км² (0,8 % от площади перспективных

земель округа), расположены в пределах контуров участков с долгосрочными лицензиями, ниже установленного для них ограничения пользования недрами по глубине.

Площадь перспективных земель за пределами всех лицензионных участков составляет 262,2 тыс. км² (рис. 1.12) (51,1 % от площади перспективных земель округа).

На большинстве участков с долгосрочными лицензиями (НР, НЭ, НГ), согласно условиям лицензионных соглашений, введено ограничение на право пользования недрами по глубине. Так, по состоянию на 01.01.2021 г. из общего числа долгосрочных участков (НР, НЭ, НГ) на территории ХМАО – Югры – 457, количество участков с ограничением по глубине составляет 301 (рис. 1.12). Их суммарная площадь – 149,2 тыс. км² (29,1 % от площади перспективных земель округа). Как правило, в пределах контуров этих ЛУ в нераспределенном фонде недр остаются менее изученные и глубокопогруженные отложения юрской и доюрской частей разреза и только на небольшом количестве участков (13) – нижние интервалы разреза меловых отложений (шельфовая или ачимовская части осложненного неокомского НГПК).

Согласно выполненным расчетам, извлекаемые начальные суммарные ресурсы нефти участков с долгосрочными лицензиями (лицензии типа НР, НЭ, НГ) по состоянию на 01.01.2021 г. для объектов, выделенных в разрезе перспективных отложений территории округа, составляют 79,5 % от их суммарной оценки. Территория данного статуса характеризуется максимальными средними по площади плотностями НСР нефти, превосходящими величину этого показателя для остальной части округа более чем в 6 раз. Структура ресурсной базы нефти участков с долгосрочными лицензиями и объема недр за их пределами показана на рисунке 1.13.

Участки с долгосрочными лицензиями характеризуются высокой степенью освоенности ресурсов нефти. Выявленность НСР (доля начальных запасов $AB_1B_2C_1C_2$ от НСР объекта) нефти в целом для них составляет 82,2 % (рис. 1.13а). Доли накопленной добычи и выявленных запасов в составе извлекаемых НСР нефти следующие:

- накопленная добыча категории А – 42,3 %;
- текущие запасы категории А – 15,9 %;
- накопленная добыча категории B_1 – 0,5 %;
- текущие запасы категории B_1 – 10,7 %;
- накопленная добыча категории C_1 – 0,04%;
- текущие запасы категории C_1 – 1,2 %;
- оцененные запасы категории B_2 – 8,6 %;
- оцененные запасы категории C_2 – 2,9 %.

Доли ресурсов категорий D_0 и D_1 в общем объеме НСР нефти участков с долгосрочными лицензиями весьма незначительные и составляют соответственно 1,7 и 0,3 %, нелокализованные ресурсы категорий D_1 и D_2 также невысокие – 15,2 и 0,6 %.

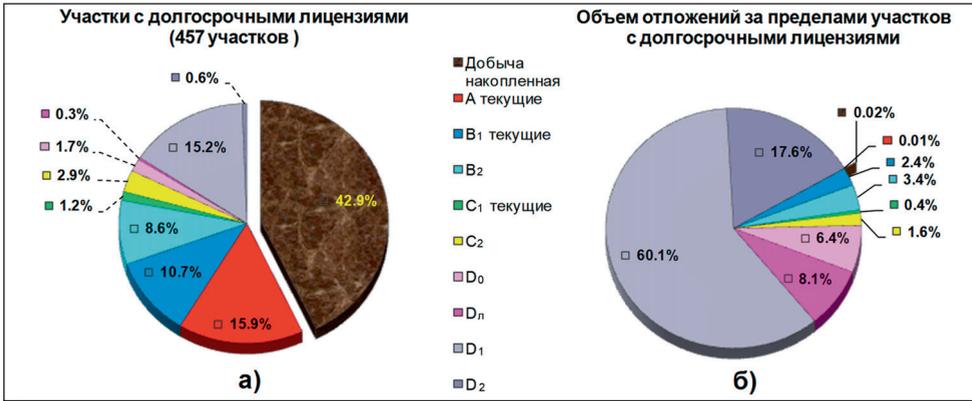


Рис. 1.13. Структура начальных суммарных извлекаемых ресурсов нефти участков с долгосрочными лицензиями (а) и объема недр за их пределами (б)

Существенная часть нефтяного потенциала недр, находящихся за пределами участков с долгосрочными лицензиями, приходится на нелокализованные ресурсы категорий D_1 и D_2 (77,7 %) при весьма невысокой выявленности НСР – 7,8 %. На накопленную добычу из категорий AB_1C_1 приходится 0,02 % от НСР нефти объема недр данного статуса, на текущие запасы категорий A , B_1 и C_1 соответственно 0,01, 2,4 и 0,4 %, на предварительно оцененные категории B_2 и C_2 – 3,4 и 1,6 %. Доли подготовленных и локализованных ресурсов категорий D_0 и D_n от НСР нефти объема отложений за пределами долгосрочных участков составляют соответственно 6,4 и 8,1 % (рис. 1.13б).

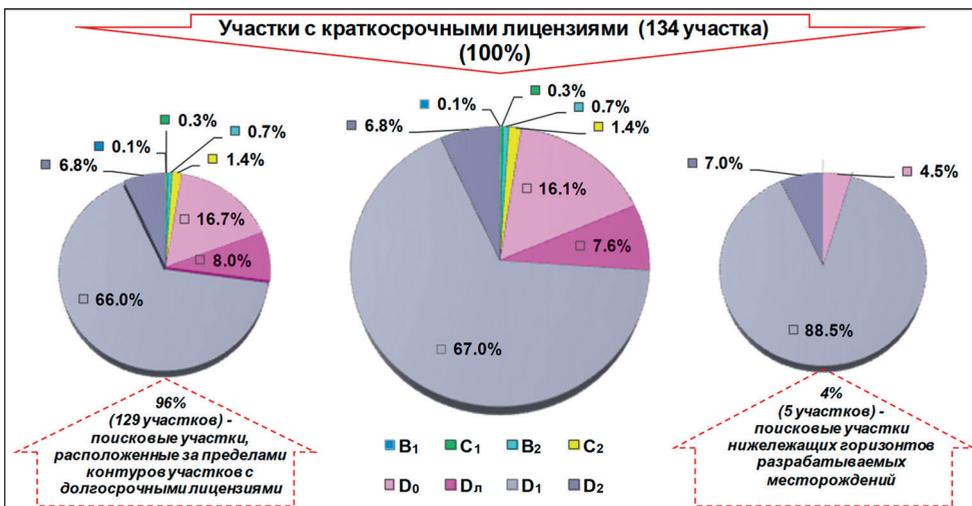


Рис. 1.14. Структура начальных суммарных извлекаемых ресурсов нефти участков с краткосрочными лицензиями

Ресурсная база нефти участков с краткосрочными лицензиями также характеризуется слабой изученностью (рис. 1.14). В целом по 134 участкам данного статуса выявленность извлекаемых НСР нефти составляет 2,5 %.

Как показано на рисунке 1.14, доли локализованных ресурсов нефти от начальных суммарных на 134 краткосрочных участках составляют: для категории D_0 – 16,1 %, для категории $D_{\text{л}}$ – 7,6 %, для 129 краткосрочных участков, расположенных за пределами долгосрочных ЛУ, доли этих категорий практически того же порядка: для D_0 – 16,7 %, для $D_{\text{л}}$ – 8,0 %.

Таким образом, основная часть нефтяного потенциала участков с краткосрочными лицензиями оценена по наименее достоверным категориям ресурсов ($D_1 + D_2$) (рис. 1.14), доля которых (в сумме) в начальном нефтяном потенциале для всех 134 краткосрочных участков и для 129 участков, расположенных за пределами долгосрочных ЛУ, составляет более 70 %.

Минимальной освоенностью характеризуется ресурсная база нефти 5 поисковых участков нижележащих горизонтов разрабатываемых месторождений. В их пределах нет выявленных месторождений, 4,5 % извлекаемых НСР нефти приходится на подготовленные ресурсы D_0 , 88,5 % – на перспективные (D_1) и 7,0 % – на прогнозируемые (D_2) нелокализованные ресурсы.

1.5. Изменения запасов углеводородов

Территориальные балансы запасов по нефти, газу, конденсату, компонентам и сере по месторождениям распределённого (РФН) и нераспределённого (НФН) фондов недр Ханты-Мансийского автономного округа – Югры составлялись на основе ИБД «Залежь» с внесёнными изменениями по данным предварительных балансов предприятий-недропользователей и протоколов ГКЗ Роснедра со сверкой состояния запасов предшествующего года с официально изданными Государственными балансами запасов углеводородов.

Все данные по запасам приведены по состоянию на 01.01.2021 г. в соответствии с требованиями «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов», утверждённой Приказом Минприроды России № 477 от 01.11.2013 г.

Изменения текущих выявленных запасов углеводородов округа произошли по результатам полных пересчётов запасов месторождений и оперативных оценок запасов залежей, утверждённых протоколами ГКЗ Роснедра, годовой добычи, а также за счёт геологоразведочных работ (открытие новых месторождений, залежей).

В 2020 году извлекаемые запасы нефти в ХМАО – Югре увеличились по категориям AB_1C_1 на 75,317 млн т (0,9 %), по категориям B_2C_2 уменьшились на 158,525 млн т (-4,2 %).

Изменения в запасах категорий AB_1C_1 произошли за счет добычи (210,245 млн т), разведки (прирост 534,876 млн т), переоценки (списание 249,314 млн т).

Изменения в запасах категорий B_2C_2 произошли за счет разведки (списание 13,108 млн т), переоценки (списание 145,417 млн т).

В 2020 году в ХМАО – Югре добыто 210,820 млн т нефти с конденсатом, что на 24,979 млн т меньше, чем в 2019 году.

1.5.1. Ханты-Мансийский автономный округ – Югра

По данным баланса запасов углеводородов, сформированного АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана», на территории ХМАО – Югры по состоянию на 01.01.2021 г. числится 486 открытых месторождений углеводородов, по фазовому состоянию из них – 423 нефтяных, 18 газовых, 5 газоконденсатных, 23 нефтегазоконденсатных и 17 газонефтяных.

Месторождения преимущественно многопластовые, из общего числа 289 находятся в состоянии разработки и 197 в разведке (по данным Государственного баланса).

Промышленная нефтегазоносность установлена в различных стратиграфических комплексах от верхнемеловых до палеозойских отложений.

В целом по автономному округу по состоянию на 01.01.2021 г.:

На балансе запасов полезных ископаемых «нефть» учтено 463 месторождения (из них 40 месторождений учтено также и в балансе «газы горючие» (23-НГК и 17-ГН)) с разбуренными технологическими извлекаемыми запасами нефти на разрабатываемых месторождениях по категориям AB_1 – 7688,327 млн т, на разведываемых по категории C_1 – 364,756 млн т, всего по категориям AB_1C_1 – 8053,083 млн т. Неразбуренные извлекаемые запасы (оцененные) на разрабатываемых месторождениях составляют по категории B_2 – 2690,247 млн т, на разведываемых по категории C_2 – 942,899 млн т, всего по категориям B_2C_2 – 3633,146 млн т.

На 01.01.2021 г. в округе учтено 285 разрабатываемых месторождений нефти с извлекаемыми запасами по категориям AB_1 – 7688,327 млн т, категории B_2 – 2690,247 млн т и 178 разведываемых с извлекаемыми запасами по категории C_1 – 364,756 млн т, категории C_2 – 942,899 млн т. На разрабатываемых месторождениях в 2020 году добыто 205,083 млн т нефти (97,5 %), на разведываемых – 5,162 млн т (2,5 %) (табл. 1.2).

На балансе запасов полезных ископаемых «газы горючие» учтено 63 месторождения (из них 40 месторождений учтено и в балансе «нефть» (23-НГК и 17-ГН)) с разбуренными технологическими извлекаемыми запасами свободного газа включая газ газовых шапок на разрабатываемых месторождениях по категориям AB_1 – 461,906 млрд м³, на разведываемых по категории C_1 – 56,185 млрд м³, всего по категориям AB_1C_1 – 518,091 млрд м³. Неразбуренные извлекаемые запасы (оцененные) на разрабатываемых месторождениях

составляют по категории B_2 – 43,305 млрд m^3 , на разведываемых по категории C_2 – 9,722 млрд m^3 , всего по категориям B_2C_2 – 53,027 млрд m^3 .

Таблица 1.2. Распределение запасов нефти по степени промышленного освоения месторождений

Субъект Федерации. Степень промышленного освоения	Кол-во месторождений	Текущие извлекаемые запасы нефти на 01.01.2021 г., млн т									
		AB_1	B_2	C_1	C_2	AB_1C_1		годовая добыча		B_2C_2	
						млн т	%	млн т	%	млн т	%
ХМАО – Югра	463	7 688,327	2 690,247	364,756	942,899	8 053,083	100,0	210,245	100,0	3 633,146	100,0
Разрабатываемые	285	7 688,327	2 690,247			7 688,327	95,5	205,083	97,5	2 690,247	74,0
Разведываемые	178			364,756	942,899	364,756	4,5	5,162	2,5	942,899	26,0

В 2020 году в ХМАО – Югре добыто 11,885 млрд m^3 свободного газа, включая газ газовых шапок (на 0,449 млрд m^3 или 3,4 % меньше, чем в 2019 году), потери – 0,109 млрд m^3 (0,9 % от извлеченного из недр).

Извлекаемые запасы растворённого газа учтены на 463 месторождениях всего по категориям AB_1 – 608,426 млрд m^3 , категории C_1 – 26,050 млрд m^3 (по категориям AB_1C_1 – 634,476 млрд m^3), по категории B_2 – 280,110 млрд m^3 , по категории C_2 – 67,036 млрд m^3 (по категориям AB_2C_2 – 347,146 млрд m^3); годовая добыча – 20,844 млрд m^3 (на 3,622 млрд m^3 или 14,8 % меньше, чем в 2019 году), потери – 0,657 млрд m^3 или 3,2 % от извлеченного из недр.

По состоянию на 01.01.2021 г. на территории автономного округа по данным АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» числится 5677 геологических залежей. В 2020 году открыто 103 нефтяных залежи. Возраст вновь открытых залежей варьирует от неокомского до палеозойского.

Добыча нефти нефтегазодобывающими предприятиями.

В 2020 году в ХМАО – Югре добыто 210,245 млн т нефти без конденсата, в том числе: ПАО «НК «Роснефть» (ООО «РН-Юганскнефтегаз») – 92,575 млн т (44 % от общей добычи по округу); ПАО «Сургутнефтегаз» – 43,214 млн т (20,6 %); ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» – 27,463 млн т (13,1 %).

Обеспеченность недропользователей разбуренными запасами нефти (при уровне добычи 2020 года) приведена в табл. 1.3.

Таблица 1.3. Распределение извлекаемых запасов нефти и годовой добычи на 01.01.2021 г.

Субъект Федерации. Предприятие	Нефть, млн т			
	годовая добыча	АВ ₁ С ₁	% от общей добычи в округе	обеспеченность, годы
ХМАО – Югра	210,245	8 053,083	100	38
ПАО «НК «Роснефть» (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)	64,999	2 108,864	30,92	32
ПАО «Сургутнефтегаз»	43,214	974,287	20,55	23
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	27,463	933,771	13,06	34
АО «Самотлорнефтегаз»	17,776	844,546	8,45	48
ООО «Газпромнефть- Хантос»	12,094	356,691	5,75	29
АО «РН-Няганьнефтегаз»	5,855	457,984	2,78	78
«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»	5,826	100,274	2,77	17
ПАО НК «РуссНефть»	4,406	276,504	2,10	63
АО «Нижневартовское НП»	3,661	256,129	1,74	70
ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»	3,362	335,696	1,60	100
АО «НК «Конданефть»	2,641	99,017	1,26	37
ОАО «Обьнефтегазгеология»	2,261	128,039	1,08	57
АО «Томскнефть» ВНК	2,046	106,544	0,97	52
ООО «Славнефть-Нижневартовск»	1,796	75,413	0,85	42
АО «Газпромнефть-ННГ»	1,753	60,852	0,83	35
ПАО «Варьеганнефтегаз»	1,687	147,850	0,80	88
ООО «ЛУКОЙЛ-АИК»	1,507	31,150	0,72	21
ООО «РИТЭК»	1,244	76,838	0,59	62
КанБайкал Резорсез Инк	0,799	27,984	0,38	35
ООО «Соровскнефть»	0,757	35,693	0,36	47
ПАО «НГК «Славнефть»	0,647	23,334	0,31	36
ООО «Густореченский участок»	0,631	27,070	0,30	43
ОАО «Варьеганнефть»	0,532	55,152	0,25	104
АО «Каюм Нефть»	0,524	11,576	0,25	22
ООО «Мултановский»	0,439	11,617	0,21	26
ООО «ЮрскНефть»	0,425	30,976	0,20	73
ООО «Северо-Варьеганское»	0,399	47,677	0,19	119
ООО «НЗНП Трейд»	0,308	22,919	0,15	74
ОАО «Славнефть-МегионННГ»	0,181	11,515	0,09	64
ООО «Тарховское»	0,177	6,341	0,08	36
ООО «Газпромнефть-Пальян»	0,176	15,473	0,08	88
АО «Негуснефть»	0,136	11,134	0,06	82
АО «Корпорация Югранефть»	0,115	2,051	0,05	18
ОАО «ИНГА»	0,114	22,252	0,05	195
ПАО АНК «Башнефть»	0,105	9,120	0,05	87
ООО «Турсунт»	0,071	1,140	0,03	16
ООО «РН-Уватнефтегаз»	0,070	16,672	0,03	238
АО «Евротэк-Югра»	0,021	14,753	0,01	703
ООО «Рурьеганнефтегаз»	0,018	0,137	0,01	8
ООО «Киевское»	0,006	0,848	0,00	141
ООО «НБС»	0,002	0,490	0,00	245
ООО «Пылинское»	0,001	0,614	0,00	614
Другие компании	-	276,096	-	-

Краткий обзор и анализ изменения запасов

В 2020 году извлекаемые запасы нефти в ХМАО – Югре увеличились по категориям АВ₁С₁ на 75,317 млн т (0,9 %) по сравнению с прошлым годом, по категориям В₂С₂ уменьшились на 158,525 млн т (-4,2 %).

Изменения в запасах категорий АВ₁С₁ произошли за счет добычи (210,245 млн т), разведки (прирост 534,876 млн т) и переоценки (списание -249,314 млн т); категорий В₂С₂ – за счет разведки (списание -13,108 млн т) и переоценки (списание -145,417 млн т) (табл. 1.4а, 1.4б).

Таблица 1.4а. Изменение извлекаемых запасов нефти в 2020 году

Субъект Федерации. Предприятие	Нефть, млн т			
	по разведке		по переоценке	
	АВ ₁ С ₁	В ₂ С ₂	АВ ₁ С ₁	В ₂ С ₂
ПАО АНК «Башнефть»			-0,013	-0,025
ПАО «Варьеганнефтегаз»	4,429	-2,062	-4,715	-0,513
ОАО «Варьеганнефть»	1,082	0,379		
АО «Газпромнефть-ННГ»	0,026		0,237	-0,104
ООО «Газпромнефть-Салым»	0,061	0,359		
ООО «Газпромнефть-Хантос»	31,668	55,040	-5,794	11,301
ООО «Густореченский участок»			0,131	0,029
АО «Евротэк-Югра»	4,439	-4,439		
ЗАО «Колванефть»			0,253	-0,253
ООО «Западно-Новомолодежное»	-1,421	-0,689	0,025	
КанБайкал Резорсез Инк	4,528	-1,249		
ООО «Киевское»	0,450			
ООО «ЛУКОЙЛ-АИК»	0,753	-0,160	-0,010	-0,006
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	23,196	-13,801	-35,349	-2,007
ООО «Мултановский»			4,190	-3,001
ПАО «НГК «Славнефть»			-0,001	
Нераспределенный фонд	1,326	8,273	-42,727	-1,130
ООО «НЗНП Трейд»	-3,276	-3,139		
АО «Нижневартовское НП»	3,333	-1,675	1,009	-1,110
АО «НК «Конданефть»	7,546	-0,245		
ОАО «Обьнефтегазгеология»	1,770	0,678	-0,320	0,007
ООО «Петротэк-Нефть»			-0,144	0,107
ООО «Пылинское»	0,183			
ООО «РИТЭК»	10,752	-2,609	-7,418	-11,832
АО «РН-Няганьнефтегаз»	13,567	-12,250		
ООО «РН-Уватнефтегаз»			-0,001	
ПАО «НК «Роснефть»	346,914	-39,899	-141,694	-103,329
ПАО НК «РуссНефть»	22,304	10,164	0,216	-2,358
«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»	0,090	-2,209	1,906	-7,123
ООО «Салымский-2»	0,394	0,924	-0,041	0,341
АО «Самотлорнефтегаз»	2,668	-0,395	-0,131	-0,031
АО «Сибирская геологическая компания»		9,185		
ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»	3,078	-0,599	-0,261	0,627
ОАО «Славнефть-МегионННГ»			-0,351	-1,220
ООО «Славнефть-Нижневартовск»	2,901	0,124	3,171	2,199
ООО «Соровскнефть»	3,556	-0,613		
ПАО «Сургутнефтегаз»	47,380	-13,991	-23,172	-22,826
ООО «Тарховское»			0,020	
АО «Томскнефть» ВНК	0,294	0,046	0,270	-0,653
ООО «Южновладигорский»	0,024	0,524	0,193	-0,663
ООО «ЮрскНефть»	0,861	1,220	1,207	-1,844
ХМАО – Югра	534,876	-13,108	-249,314	-145,417
по полным пересчетам	260,917	-45,461	-118,608	-98,581
по оперативным пересчетам	273,959	32,353	-130,706	-46,836

Таблица 1.46. Изменение извлекаемых запасов свободного газа и газа газовой шапки в 2020 году

Субъект Федерации. Предприятие	Газ свободный, млн м ³				Газовая шапка, млн м ³			
	по разведке		по переоценке		по разведке		по переоценке	
	AB ₁ C ₁	B ₂ C ₂	AB ₁ C ₁	B ₂ C ₂	AB ₁ C ₁	B ₂ C ₂	AB ₁ C ₁	B ₂ C ₂
ПАО «Варьганнефтегаз»	-415	-55	-7 904	-1 255	543	-204	-4 294	1 028
ОАО «Варьганнефть»			-1 242	-110			-3 321	-3
ООО «Газпром трансгаз Югорск»			-1 115					
АО «Газпромнефть-ННГ»							-47	
АО «ЕвротЭК-Югра»					2 180	-2 180	-1 123	
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»							-179	-8
Нераспределенный фонд			-226					
АО «НОВАТЭК-Пур»			-80					
ПАО НК «РуссНефть»		21	101		357		950	-99
ПАО «Сургутнефтегаз»					1 130	-901	-12 373	
ХМАО – Югра	-415	-34	-10 466	-1 365	4 210	-3 285	-20 387	918
по полным пересчетам		21	101		332	-41	823	-99
по оперативным пересчетам	-415	-55	-10 567	-1 365	3 878	-3 244	-21 210	1 017

Характер распределения полученных изменений запасов нефти категорий AB₁C₁, B₂C₂ за счёт разведки и переоценки от полученного прироста запасов нефти по ХМАО – Югре (127,037 млн т) приведен на рис. 1.15.

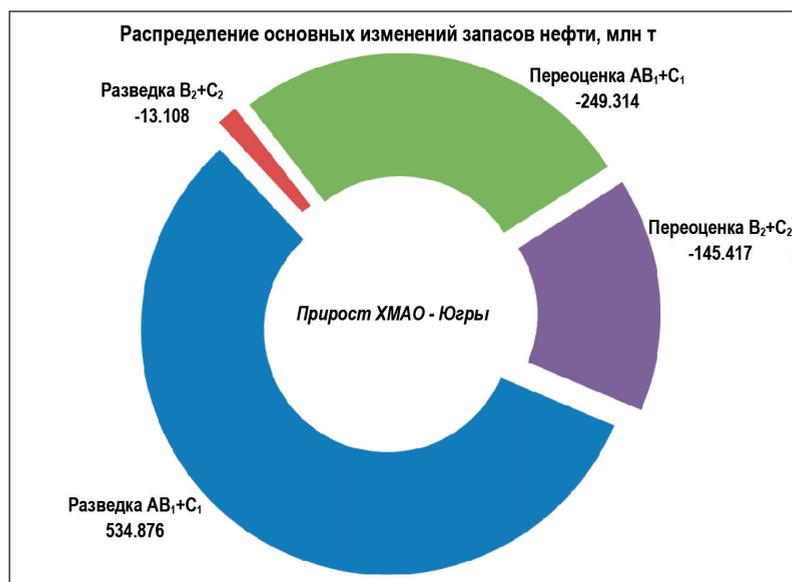


Рис. 1.15. Распределение изменений извлекаемых запасов нефти по категориям AB₁C₁, B₂C₂ по статьям «разведка», «переоценка» от общего прироста округа

На разрабатываемых месторождениях прирост извлекаемых запасов по категориям АВ₁ по графе «разведка» составил 489,130 млн т (в том числе ПАО «НК «Роснефть» -345,227 млн т, ПАО «Сургутнефтегаз» +47.064 млн т, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» -22,936 млн т), по графе «переоценка» списание – 249.474 млн т (в том числе ПАО «НК «Роснефть» – 141,694 млн т, НФН – 42,727 млн т, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» – 35,257 млн т).

На разведываемых месторождениях по графе «разведка» прирост по категории С₁ – 45,746 млн т, в том числе ООО «Газпромнефть-Хантос» – 26,042 млн т, ООО «РИТЭК» – 7,722 млн т, АО «НК Конданефть» – 7,546 млн т, по графе «переоценка» прирост – 0,160 млн т (рис. 1.16).

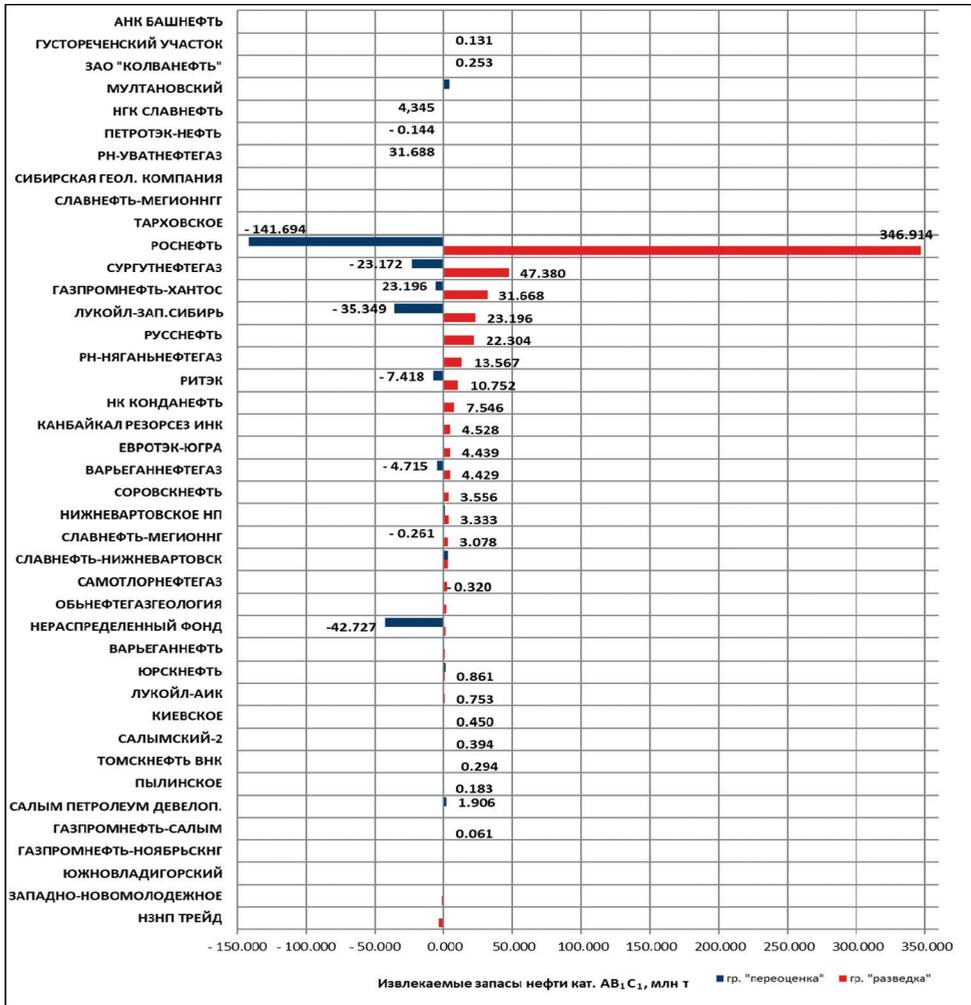


Рис. 1.16. Изменение извлекаемых запасов нефти промышленных категорий АВ₁С₁ по «разведке» и «переоценке» по компаниям, осуществляющим разведку и разработку месторождений ХМАО – Югры

В итоге за 2020 год текущие извлекаемые запасы нефти в ХМАО – Югре на разрабатываемых месторождениях по категориям АВ₁ увеличились на 74,645 млн т (т.е. на 1,0 %, по сравнению с предыдущим годом), на разведываемых по категории С₁ увеличились на 0,672 млн т (или 0,2 %).

На разрабатываемых месторождениях по графе «разведка» списаны запасы по категории В₂ – 87,904 млн т (ПАО «НК «Роснефть» списание составило 33,660 млн т, ПАО «Сургутнефтегаз» – 15,134 млн т, ООО «Газпромнефть-Хантос» – 14,387 млн т), по графе «переоценка» списание – 145,617 млн т (в том числе: ПАО «НК «Роснефть» – 103,329 млн т, ПАО «Сургутнефтегаз» – 22,501 млн т).

Прирост извлекаемых запасов по графе «разведка» на разведываемых месторождениях по категории С₂ (74,796 млн т) обеспечен в основном ООО «Газпромнефть-Хантос» (69,427 млн т), АО «Сибирская геологическая компания» (9,185 млн т) и НФН (8,992 млн т), по графе «переоценка» прирост составил 0,200 млн т (рис. 1.17).

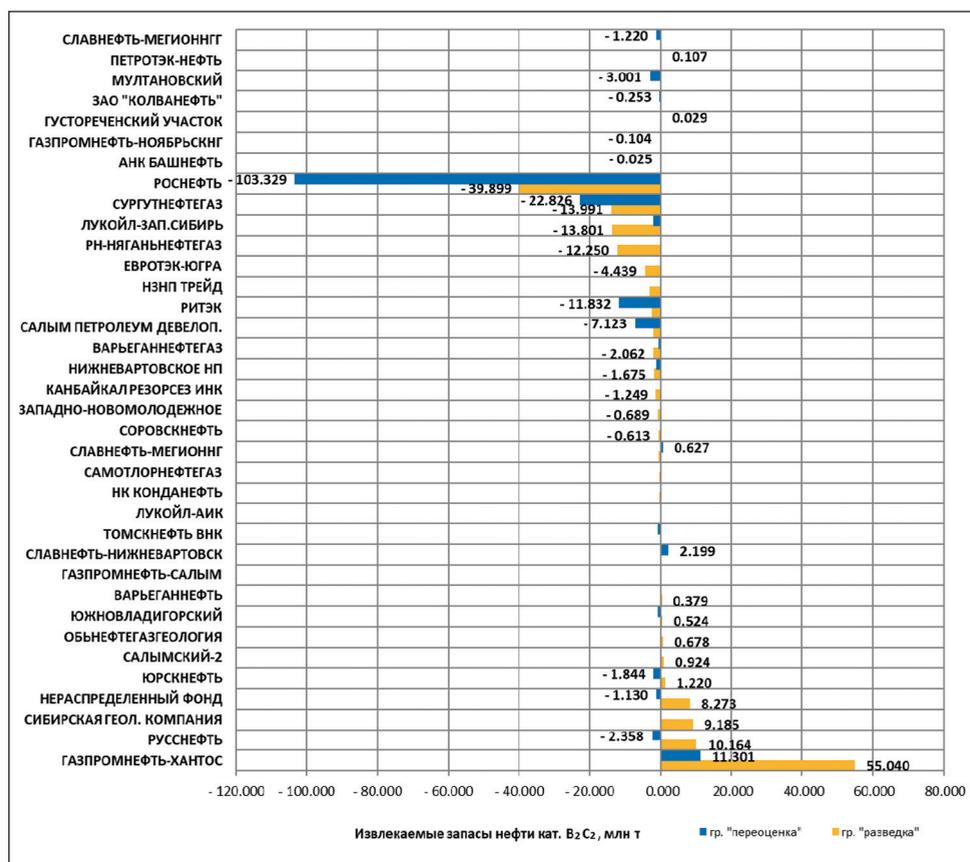


Рис. 1.17. Изменение извлекаемых запасов нефти категорий В₂С₂ по «разведке» и «переоценке» по компаниям, осуществляющим разведку и разработку месторождений автономного округа

В итоге, за 2020 год на разрабатываемых месторождениях текущие извлекаемые запасы нефти категории B_2 уменьшились на 145,893 млн т или -5,1 % по сравнению с предыдущим годом, на разведываемых по категории C_2 уменьшились на 12,632 млн т или -1,3 %, соответственно.

В 2020 году открыто **четыре нефтяных** месторождения: Восточно-Ольховское (ООО «ЮграНефтеРазведка», НФН), Ново-Салымское (ООО «Салымский-2»), Северо-Западно-Пылинское (ООО «Пылинское»), Солхем (ООО «Газпромнефть-Салым»).

Восточно-Ольховское месторождение расположено в Белоярском районе ХМАО – Югры. В тектоническом плане западная часть месторождения приурочена к Полуийскому своду, осложняющему Зауральский геоблок, восточная часть – к Вынглорской котловине, осложняющей Фроловскую мегавпадину. Промышленная нефтеносность установлена в отложениях тюменской свиты (пласт $Ю_2$) средней юры.

В соответствии с экспертным заключением ГКЗ Роснедра ЭЗ № 268-20 оп от 08.12.2020 г. (протокол № 03-18/1020-пр от 11.12.2020 г.) Восточно-Ольховское месторождение поставлено на Государственный учет по нераспределенному фонду недр с суммарными начальными геологическими/извлекаемыми запасами нефти категории C_1 – 2,920/0,766 млн т, категории C_2 – 4,628/1,213 млн т.

Из общего количества утвержденных запасов основная их часть (категория C_1 – 2,920/0,766 млн т, категория C_2 – 4,220/1,106 млн т) сосредоточена на территории Восточно-Ольховского поискового участка недр (лицензия ХМН 03321 НП от 30.01.2017 г.), часть запасов категории C_2 в количестве 0,408/0,107 млн т на участке залежи пласта $Ю_2$, выходящем за границу поискового участка недр, относятся к нелицензированной территории НФН.

Ново-Салымское месторождение расположено в Нефтеюганском районе ХМАО – Югры в пределах участка недр Салымский-2 (лицензия ХМН 03667 НР от 10.02.2020 г.) В тектоническом плане месторождение приурочено к восточному борту Ханты-Мансийской котловины Фроловской мегавпадины. Промышленная нефтеносность установлена в отложениях тюменской свиты (пласты $Ю_{2-3}$ и $Ю_{4-5}$).

В соответствии с экспертным заключением ГКЗ Роснедра № 116-20 оп от 01.10.2020 г., протокол № 03-18/438-пр от 02.10.2020 г. Ново-Салымское месторождение поставлено на Государственный учет с начальными геологическими/извлекаемыми запасами нефти категории C_1 – 2,417/0,394 млн т, категории C_2 – 5,670/0,924 млн т.

Северо-Западно-Пылинское месторождение расположено в Нижневартовском районе ХМАО – Югры в пределах Западно-Пылинского участка недр (лицензия ХМН 02873 НР от 11.11.2013 г.). В тектоническом плане месторождение приурочено к Южно-Тарховской структуре. Промышленная нефтеносность установлена в отложениях васюганской свиты (пласт $ЮВ_1^1$).

В соответствии с экспертным заключением ГКЗ Роснедра № 21-20 оп от 17.04.2020 г., протокол № 03-18/133-пр от 24.04.2020 г. Северо-Западно-Пылинское месторождение поставлено на Государственный учет с начальными геологическими/извлекаемыми запасами нефти категории C_1 – 0,524/0,183 млн т.

Месторождение Солхэм расположено в Ханты-Мансийском районе ХМАО – Югры в пределах участка недр Салымский-3 (лицензия ХМН 03659 НР от 18.12.2019 г.) и частично на территории нераспределенного фонда недр. В тектоническом плане месторождение приурочено к отрицательной структуре II порядка – Ханты-Мансийской котловине. Промышленная нефтеносность связана с продуктивными отложениями пласта ЮС₀ баженовской свиты.

В соответствии с экспертным заключением ГКЗ Роснедра № 298-20 оп от 14.12.2020 г., протокол № 03-18/ 1074-пр от 16.12.2020 г. месторождение Солхэм поставлено на Государственный учет с суммарными начальными геологическими/извлекаемыми запасами нефти категории C_1 – 1,223/0,061 млн т, категории C_2 – 7,179/0,359 млн т, в том числе запасы категории C_2 в количестве 0,864/0,043 млн т поставлены на учет по НФН.

В целом по всем нефтегазодобывающим предприятиям, работающим на месторождениях автономного округа, сумма добытой за 2020 год нефти (210,245 млн т) не компенсируется приростом (127,037 млн т) запасов нефти по сумме всех категорий на 39,6 %.

Отсутствие компенсации «прирост-добыча» по извлекаемым запасам нефти всех категорий отмечено по большинству компаний, особенно существенное в ПАО «Сургутнефтегаз» (-55,823 млн т или -129,2 % от добычи), ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (-55,424 млн т или -201,8 % от добычи), АО «Самотлорнефтегаз» (-15,665 млн т или -88,1 %), «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» (-13,162 млн т или -225,9 %), ООО «РИТЭК» (-12,351 млн т или -992,8 %).

Значительное превышение прироста над добычей получено в компаниях: ООО «Газпромнефть-Хантос» (+80,121 млн т или 662,5 %), ПАО НК «РуссНефть» (+25,920 млн т или 588,3 %). В наиболее крупной компании ПАО «НК «Роснефть» прирост запасов всех категорий (6,992 тыс. т) в количественном отношении с небольшим дефицитом (-4,6 %) уравнивает добычу нефти.

Полный пересчет и утверждение запасов ГКЗ Роснедра в 2020 году выполнен по 25 месторождениям в основном в связи с изменением состояния изученности территорий и необходимостью выполнения условий лицензионных соглашений.

Изменения в запасах, утвержденных ГКЗ, по категориям AB_1C_1 произошли по разведке (прирост 260,917 млн т) и переоценке (списание составило -118,608 млн т); по категориям B_2C_2 произошло списание по разведке (-45,461 млн т) и по переоценке (-98,581 млн т).

В результате пересчета запасов наибольшие изменения в извлекаемых запасах нефти категорий AB_1C_1 произошли на месторождениях: Приобском (+136,994 млн т), Тагринском (+12,786 млн т)

Верхнешапшинском (+7,124 млн т), Урьевском (-12.161 млн т); по категориям B_2C_2 на месторождениях: Верхнешапшинском (+10,355 млн т), Приобском (-97,823 млн т), им. В.Н. Виноградова (Большом Ольховском) (-31,279 млн т), Восточно-Мытаяхинском (-15,008 млн т) (табл. 1.5, рис. 1.18).

Таблица 1.5. Изменение извлекаемых запасов нефти в результате пересчёта запасов, утвержденных ГКЗ Роснедра в 2020 году

Субъект Федерации. Предприятие. Месторождение	Нефть, млн т				Номер и дата протокола ГКЗ Роснедр
	по графе «разведка»		по графе «переоценка»		
	AB_1C_1	B_2C_2	AB_1C_1	B_2C_2	
ХМАО – Югра	260917	-45461	-118608	-98581	
ПАО АНК «Башнефть»			-38		
Пермяковское			-38		№ 6518 от 13.11.2020
ООО «Газпромнефть-Хантос»	20622	-37410	4060	42157	
Орехово-Ермаковское			-2165	-319	№ 6559 от 10.12.2020
Приобское	20622	-37410	6225	42476	№ 6564 от 11.12.2020
ООО «Западно-Новомолодежное»			25		
Западно-Новомолодежное			25		№ 03-18/149-пр от 13.05.2020 (№ 133 ПЗ-ПД)
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	3	248	-12164	-163	
Урьевское	3	248	-12164	-163	№ 6591 от 22.12.2020
Нераспределенный фонд	-17	-642	256	-6014	
Восточно-Мытаяхинское			-86		№ 6523 от 20.11.2020
им. В.Н. Виноградова (Большое Ольховское)			379	-6013	№ 6465 от 18.09.2020
Рославльское			-37		№ 6493 от 22.10.2020
Тагринское	-17	-642			№ 6551 от 04.12.2020
Южно-Островное				-1	№ 03-18/978-пр от 08.12.2020 (№ 151 ПЗ-ПД)
АО «Нижневартовское НП»	279	-239	1774	-1579	
Пермяковское			1774	-1579	№ 6518 от 13.11.2020
Хохловское	279	-239			№ 03-18/718-пр от 13.11.2020 (№ 143 ПЗ-ПД)
ООО «РИТЭК»	3680	-11373	-7498	-12064	
Апрельское	2675	1346	-428	483	№ 6550 от 04.12.2020
им. В.Н. Виноградова (Большое Ольховское)	1005	-12719	-7070	-12547	№ 6465 от 18.09.2020
ПАО «НК «Роснефть»	208193	-17317	-90729	-85812	
Западно-Усть-Балыкское			246		№ 6557 от 09.12.2020
Омбинское	2985	-218	4086	-6	№ 6452 от 12.08.2020
Приобское	205208	-17099	-95061	-85806	№ 6563 от 11.12.2020
ПАО НК «РуссНефть»	21947	15672	-811	-6318	
Верхнешапшинское	8705	16295	-1581	-5940	№ 6539 от 02.12.2020
Рославльское	1248	-1076	-39	-248	№ 6493 от 22.10.2020
Тагринское	11994	453	809	-130	№ 6551 от 04.12.2020
«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»			1474	-7418	
Верхнесалымское			1474	-7418	№ 6570 от 15.12.2020.
ООО «Салымский-2»			-41	341	

Субъект Федерации. Предприятие. Месторождение	Нефть, млн т				Номер и дата протокола ГКЗ Роснедр
	по графе «разведка»		по графе «переоценка»		
	АВ ₁ С ₁	В ₂ С ₂	АВ ₁ С ₁	В ₂ С ₂	
Верхнесалымское			-41	341	№ 6570 от 15.12.2020
ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»	1509	-1368	-404	567	
Западно-Чистинное	731	99	-69	-602	№ 6558 от 09.12.2020
Покамасовское	778	-1467	-335	1169	№ 6571 от 15.12.2020
ОАО «Славнефть-МегионНГГ»			-351	-1220	
Западно-Чистинное			-351	-1220	№ 6558 от 09.12.2020
ООО «Славнефть-Нижневартовск»		211	126	1528	
Восточно-Охтеурское			339	62	№ 03-18/687-пр от 11.11.2020 (№ 140 ПЗ-ПД)
Западно-Усть-Балыкское		211	-388	1581	№ 6557 от 09.12.2020
Южно-Островное			175	-115	№ 03-18/978-пр от 08.12.2020 (№ 151 ПЗ-ПД)
ПАО «Сургутнефтегаз»	4677	6233	-14551	-21468	
Ай-Пимское	2356	5381	-3293	-493	№ 6442 от 31.07.2020
Восточно-Мытаяхинское	1014	2942	-3553	-17950	№ 6523 от 20.11.2020г.
Ларкинское	230	-412	-416	-393	№ 03-18/69-пр от 17.03.2020 (№ 132 ПЗ-ПД)
Приобское				16	№ 6563 от 11.12.2020
Тундринское	125	54	-1699	-1976	№ 03-18/181-пр от 09.06.2020 (№ 134 ПЗ-ПД)
Юкьяунское	952	-1732	-5590	-672	№ 6498 от 30.10.2020
АО «Томскнефть» ВНК			71	-455	
Нижневартовское			71	-455	№ 6517 от 13.11.2020
ООО «Южновладигорский»	24	524	193	-663	
Удачное	24	524	193	-663	№ 03-18/959-пр от 07.12.2020 (№ 152 ПЗ-ПД)

В соответствии с решением ГКЗ Роснедр в 2020 году Восточно-Мытаяхинское и Южно-Мытаяхинское месторождения объединены в единое разрабатываемое Восточно-Мытаяхинское месторождение (протокол ГКЗ Роснедра № 6523 от 20.11.2020 г.), Явинлорское и Восточно-Сахалинское месторождения объединены в единое разрабатываемое Явинлорское месторождение (протокол Роснедр № 03-18/115-пр от 13.04.2020 г.).

Впервые Государственную экспертизу прошли полные подсчёты запасов УВС и ТЭО КИН по 7 месторождениям: Западно-Новомолодежного, Хохловского, Апрельского, Западно-Чистинного, Ларкинское, Удачного и объединённого Восточно-Мытаяхинского.

Распределение изменений извлекаемых запасов нефти по категориям АВ₁С₁, В₂С₂ в результате годовой добычи, полных и оперативных пересчётов запасов нефти по статьям «разведка» и «переоценка» приведены на рис. 1.19, 1.20.

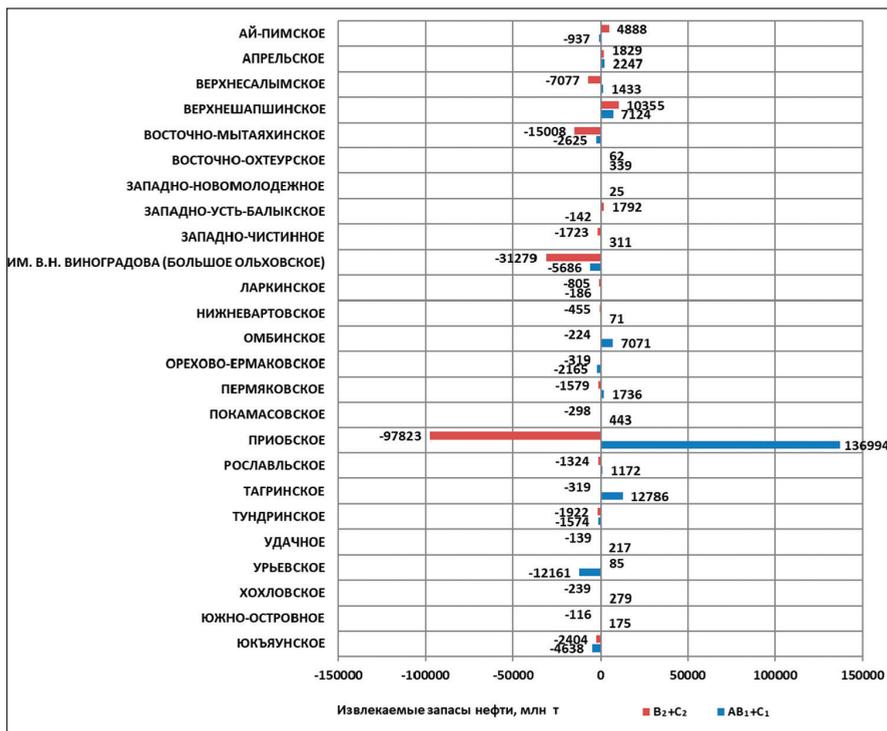


Рис. 1.18. Изменение извлекаемых запасов нефти по месторождения категорий АВ₁С₁, В₂С₂, по статьям «разведка»+«переоценка» в результате пересчёта запасов, утвержденных ГКЗ Роснедра в 2020 году

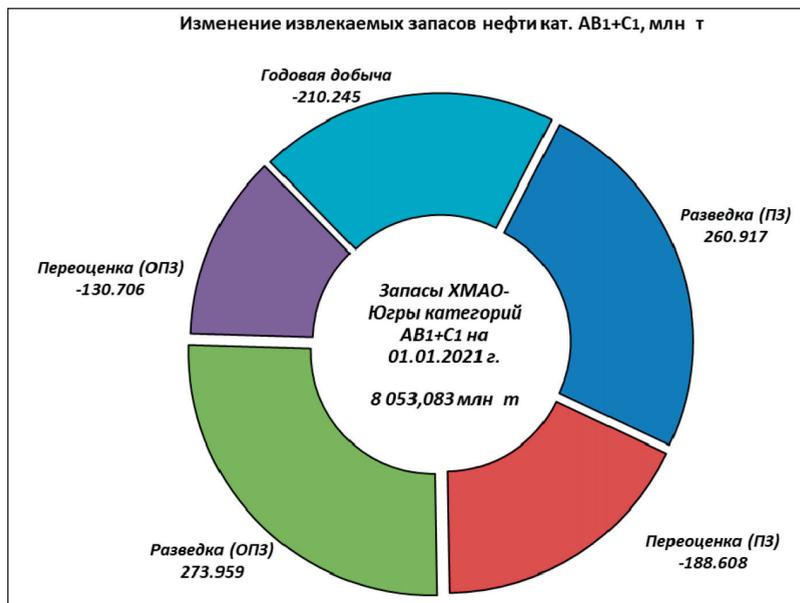


Рис. 1.19. Распределение изменений извлекаемых запасов нефти категорий АВ₁С₁ по статьям («разведка», «переоценка»), видам пересчётов (ПЗ – подсчет запасов, ОПЗ – оперативный подсчет запасов) и добычи за 2020 год

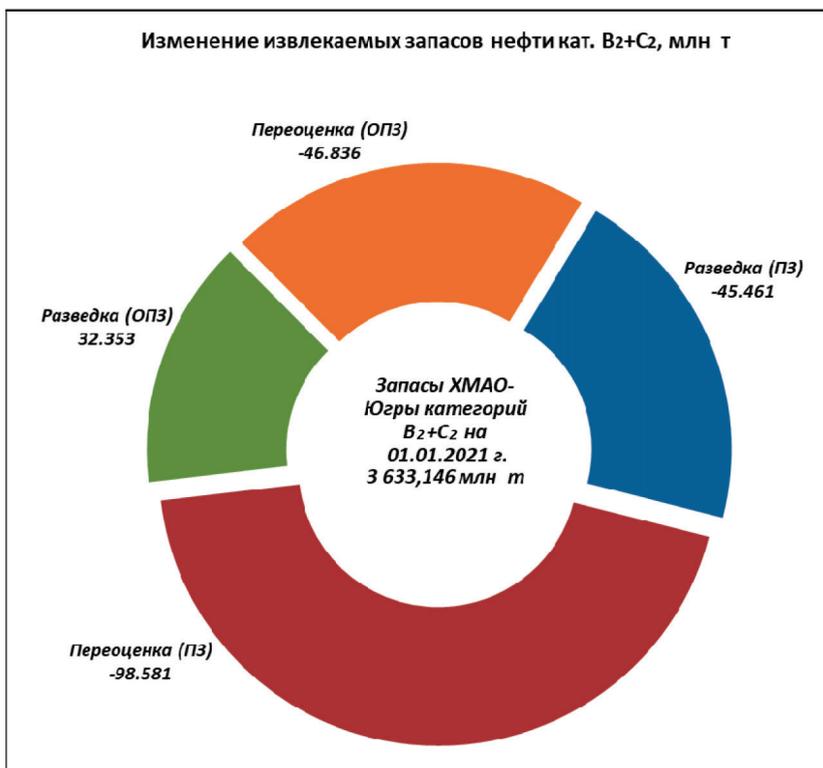


Рис. 1.20. Распределение изменений извлекаемых запасов нефти категорий В₂С₂ по статьям («разведка», «переоценка») и видам пересчётов (ПЗ – подсчет запасов, ОПЗ – оперативный подсчет запасов) за 2020 год

Краткая характеристика месторождений, запасы которых утверждены ГКЗ Роснедра в 2020 году

Восточно-Мытаяхинское и Южно-Мытаяхинское нефтяные месторождения расположены в Сургутском районе ХМАО – Югры в 200 км к северо-западу от г. Сургут. В тектоническом отношении рассматриваемая площадь расположена в пределах Фроловской мегавпадины, основная часть на территории структуры I порядка Туманного вала, а ее северная часть в Вынглорской котловине.

Восточно-Мытаяхинское месторождение открыто в 2001 году, введено в разработку в 2009 году. **Южно-Мытаяхинское месторождение** открыто в 2004 году, в промышленную разработку не введено – относится к разведываемым.

Право пользования недрами в пределах месторождений принадлежит ПАО «Сургутнефтегаз» в соответствии с лицензиями: ХМН 03583 НЭ (Восточно-Мытаяхинский УН), ХМН 03525 НЭ (Южно-Мытаяхинский УН), ХМН 03570 НЭ (Хошиплорский УН), ХМН 03523 НЭ (Западно-Карпаманский участок недр). Часть месторождения расположена в нераспределенном фонде недр.

Запасы углеводородов Восточно-Мытаяхинского месторождения (пласты ЮС₂₋₁, АС₁₁⁰², АС₁₁⁰¹⁻³, АС₁₁⁰¹⁻², АС₁₁⁰¹⁻¹, АС₁₁⁰) утверждались ГКЗ Роснедра один раз в 2013 году (протокол № 3101-дсп от 27.03.2013 г.). В дальнейшем запасы месторождения утверждались в оперативном порядке, последнее оперативное изменение запасов было в 2019 году по пластам АС₁₁⁰¹⁻³, ЮС₂₋₃ (протокол № 03-18/697-пр от 07.11.2019 г.). Материалы по подсчету запасов углеводородов Южно-Мытаяхинского месторождения утверждались в оперативном порядке в 2004, 2010, 2011 и 2018 годах.

Подсчёт запасов нефти, растворённого газа и сопутствующих компонентов в целом по двум месторождениям (Восточно-Мытаяхинскому и Южно-Мытаяхинскому) представлен на государственную экспертизу впервые и выполнен с целью их объединения в единое Восточно-Мытаяхинское разрабатываемое месторождение с уточнённой геологической моделью строения и обновлением проектного документа на разработку.

По состоянию на 01.01.2020 г. на территории лицензионных участков пробурено 163 скважины, из них 65 поисково-разведочных и 98 эксплуатационных, выполнены сейсморазведочные работы 2D в количестве 2191.9 пог. км, 3D – 1520 км², полученные результаты положены в основу работы по объединению месторождений. В процессе построения новой геологической модели уточнена корреляция продуктивных отложений и частично изменена индексация пластов, числящихся на Государственном балансе.

Нефтеносность Восточно-Мытаяхинского месторождения установлена в отложениях палеозоя (пласт PZ), средне- и верхнеюрских (пласт тюменской свиты ЮС₂₋₃, пласт баженовской свиты ЮС₀), нижнемеловых (пласты группы АС черкашинской свиты). Всего на месторождении выявлено 32 залежи в девяти пластах: пласт АС₁₀³⁻¹ – три залежи, АС₁₁⁰ – две, АС₁₁⁰¹⁻¹ – пять, АС₁₁⁰¹⁻² – три, АС₁₁⁰¹⁻³ – семь, АС₁₁⁰² – две, ЮС₀ – пять участков нефтеносности, ЮС₂₋₃ – три, PZ – две залежи. Основные запасы нефти месторождения приурочены к залежам группы пластов АС₁₁⁰ (50 %) и ЮС₂₋₃ (47 %). Выявленные залежи по типу пластово-сводовые, литологически экранированные, литологически ограниченные, массивные.

Подсчёт запасов нефти и растворённого газа выполнен объёмным методом.

Решением ГКЗ Роснедра от 20.11.2020 г. (протокол № 6523) по объединённому Восточно-Мытаяхинскому месторождению утверждены запасы нефти, растворенного газа, этана, пропана, бутанов в растворенном газе.

Остаточные геологические/извлекаемые запасы нефти по Восточно-Мытаяхинскому месторождению (за вычетом накопленной добычи на 01.01.2020 г. 0,451 млн т) составили: кат. АВ₁ – 62,523/9,470 млн т, кат. В₂ – 154,297/21,24 млн т (в т.ч. по НФН – кат. В₁ – 0,151/0,17 млн т).

Запасы Южно-Мытаяхинского месторождения полностью списаны по передаче на объединённое Восточно-Мытаяхинское месторождение.

Апрельское нефтяное месторождение находится на территории Ханты-Мансийского района ХМАО – Югры в 152 км севернее г. Ханты-Мансийск. В тектоническом отношении рассматриваемая площадь расположена в пределах Фроловской мегавпадины и приурочена к центральной части Верхнеляминского вала, который осложняют структуры третьего порядка: Апрельская, Итьяхская, Тунконская.

Апрельское месторождение открыто в 1982 году, введено в пробную эксплуатацию в 2009 году, по состоянию на 01.01.2020 г. в Государственном балансе месторождение числится в группе разведываемых.

Право пользования недрами принадлежит ООО «РИТЭК» в соответствии с лицензией ХМН 16510 НЭ (Апрельский ЛУ) от 25.01.2019 г.

Запасы месторождения неоднократно утверждались в оперативном порядке. Последнее оперативное изменение произошло в 2013 году (протокол Роснедра от №18/98-пр 05.02.2014 г.). Отчет по подсчёту запасов углеводородов совместно с ТЭО КИН Апрельского месторождения предоставлены на государственную экспертизу впервые.

Подсчет запасов углеводородов выполнен с целью уточнения геологического строения месторождения с учетом новой геолого-геофизической информации, полученной в результате сейсморазведочных работ МОГТ-3D (130 км²), бурения новых шести разведочных и эксплуатационных скважин, отбора керна из 2-х новых скважин, переинтерпретации материалов ГИС всего фонда скважин, а также необходимостью составления технологической схемы на разработку месторождения.

Всего по состоянию на 01.01.2020 г. на месторождении пробурено 16 скважин, из них 8 скважин – с отбором керна (проходка 341,45 м, вынос – 95 %), выполнена обработка сейсмических данных МОГТ-3D в объеме 663,11 км², исследованы глубинные и поверхностные пробы нефти из 4-х скважин.

Промышленная нефтеносность на Апрельском месторождении установлена в пластах ЮК₀ баженовской и ЮК₂ тюменской свит. Всего в продуктивных пластах три нефтяные залежи: пласт ЮК₀ (две залежи), ЮК₂ (одна залежь). Основные запасы нефти приурочены к залежи пласта ЮК₂ (76,5 %).

В представленном отчёте по результатам переинтерпретации сейсмических данных и корреляции всех скважин с учетом соседних месторождений авторами уточнена индексация пласта ЮК₀ (вместо ЮК₀₋₁, ранее числящегося на Государственном балансе). С представленным изменением индексации пластов экспертная комиссия согласилась.

Подсчёт запасов нефти и растворённого газа проведен объемным методом. Решением ГКЗ Роснедра от 04.12.2020 г. (протокол № 6550) по Апрельскому месторождению утверждены запасы нефти, растворённого газа и этана, пропана, бутанов в растворённом газе. По степени промышленного освоения месторождение переведено в разрабатываемые.

В целом по месторождению начальные геологические/извлекаемые запасы нефти всех категорий по сравнению с числящимися на Государственном балансе увеличились на 24,001/4,076 млн т (108,3/81,6 %). Основной причиной изменения запасов продуктивных пластов является уточнение площадей нефтеносности и средневзвешенных нефтенасыщенных толщин залежей.

Остаточные геологические/извлекаемые запасы нефти (за вычетом накопленной добычи на 01.01.2020 г. – 0,056 млн т) составили: кат. АВ₁ – 16,360/4,372 млн т, кат. В₂ – 29,745/4,644 млн т.

Юкьяунское месторождение нефти расположено в Сургутском районе ХМАО – Югры в 283 км к северо-западу от г. Сургут и 199 км на север от г. Лянтор. В тектоническом плане месторождение расположено в пределах Уват-Ханты-Мансийского срединного массива, на границе сочленения Надымской впадины и Сургутско-Пурпейского антиклинория.

Юкьяунское месторождение открыто в 1986 году в составе Тянской группы, в 2000 году Тянское месторождение было разделено на три самостоятельных: Юкьяунское, Лукьявинское и Мурьяунское (протокол ЦКЗ МПР России № 397-2000 (м) от 26.10.2000 г.). В промышленную разработку месторождение введено в 2004 году.

Право пользования недрами принадлежит ПАО «Сургутнефтегаз» в соответствии с лицензией ХМН 03631 НЭ (Тянский участок недр) от 24.04.2019 г.

Запасы продуктивных пластов Юкьяунского месторождения утверждались ГКЗ Роснедра дважды: в 1990 году (в составе Тянского месторождения) и в 2006 году (протокол ГКЗ Роснедра № 1250-дсп от 30.08.2006 г.). В дальнейшем запасы месторождения утверждались в оперативном порядке. Последнее оперативное изменение запасов УВС произошло в 2018 году по залежам пласта АС₉ (протокол Роснедра № 03-18/263-пр от 20.06.2018 г.) и пласта АС₁₀¹ (протокол Роснедра № 03-18/436-пр от 24.08.2018 г.).

Пересчёт запасов УВС Юкьяунского месторождения выполнен с целью уточнения геологического строения месторождения на основании обобщения всей геолого-геофизической информации, полученной в результате сейсморазведочных работ 3D – 204,0 км², 2D – 159,6 пог. км, бурения трех разведочных и 702 эксплуатационных скважин, отбора 1250,1 м керна, отбора 90 поверхностных проб нефти из 57 скважин и 171 глубинной пробы из 50 скважин, а также необходимостью обновления проектного документа на разработку.

Нефтеносность Юкьяунского месторождения связана с пластами АС₉, АС₁₀¹ (сангопайская свита), БС₁, БС₄, БС₆¹, БС₇¹, БС₈²

(усть-балыкская свита), Ач₂₊₃, Ач₄, Ач₅ (сортымская свита), ЮС₂ (тюменская свита). Всего на месторождении выявлено 29 залежей, основные запасы нефти приурочены к залежам пластов АС₉ и АС₁₀¹.

После предыдущего подсчёта запасов (2006 г.) геологическая модель Юкьяунского месторождения претерпела значительные изменения. Появление обобщенного сейсмического куба на территории месторождения, а также новых сейсморазведочных данных 3D на соседнем Восточно-Юкьяунском участке недр дало возможность уточнить структурные построения, более достоверно проследить дизъюнктивные нарушения, по ряду пластов закартировать предполагаемые границы их распространения, а также границы развития песчаных тел.

Пересчёт запасов нефти и растворённого газа проведен объемным методом. При пересчёте ранее утверждённые запасы нефти по пластам АС₄, АС₄⁰ и АС₇, ЮС₁ списаны в полном объёме как не подтвердившиеся по результатам повторных испытаний в поисково-разведочных скважинах, а также по результатам интерпретации ГИС в транзитных скважинах, пробуренных в пределах ранее утверждённых границ залежей. По пластам АС₉, АС₁₀¹, БС₁, БС₆¹ Ач₂₊₃, Ач₄, ЮС₂ запасы уменьшились в связи с уменьшением объёма нефтенасыщенных пород за счет сокращения площади нефтеносности по результатам сейсморазведочных работ 3D и данным бурения и испытания ряда новых скважин, вскрывших водонасыщенный разрез пластов. В целом по месторождению начальные геологические запасы нефти всех категорий по сравнению с числящимися на Государственном балансе сократились на 25,666 млн т (-19,9 %).

Решением ГКЗ Роснедра от 30.10.2020 г. (протокол № 6498) по Юкьяунскому месторождению утверждены запасы нефти, растворенного газа, расчетные коэффициенты извлечения нефти, серы в нефти и этана, пропана, бутанов в растворенном газе.

Остаточные геологические/извлекаемые запасы нефти (за вычетом накопленной добычи на 01.01.2020 г. 28,145 млн т) составили: кат. АВ₁ – 70,752/5,362 млн т, кат. В₂ – 4,089/0,328 млн т.

1.5.2. Нераспределённый фонд недр ХМАО – Югры, Уралнедра

На 01.01.2021 г. в нераспределённом фонде недр ХМАО – Югры (НФН) числится 126 месторождений, в том числе 10 месторождений полностью или частично расположены на поисковых лицензионных участках (табл. 1.6).

По состоянию разработки: разрабатываемых – 47, разведываемых – 79. По фазовому состоянию углеводородов месторождения дифференцируются на: 98 нефтяных, 3 газонефтяных, 6 нефтегазоконденсатных, 16 газовых и 3 газоконденсатных.

Из 126 месторождений 63 являются трансграничными (ТГЗ): внешний контур нефтегазоносности 5 месторождений частично (менее 50 % запасов) находится на лицензионных участках

распределённого фонда недр (РФН) и контуры 58 месторождений РФН небольшой частью попадают на площадь нераспределённого фонда недр (НФН).

Таблица 1.6. Месторождения, находящиеся на территории поисковых ЛУ

№ пп	Месторождение	Лицензионный участок	Оператор (ТПП)	Тип
1	Восточно-Ольховское	Восточно-Ольховский (ХМН 03321 НП)	ООО «Югранефте-разведка»	Н
2	Восточно-Унлорское	Восточно-Унлорский (ХМН 03273 НП)	ООО «Соровскнефть»	Н
3	им. А.Ю. Искрина	Северо-Итьяхский 3 (ХМН 03272 НП)	ООО «Соровскнефть»	ГК
4	Кондинское	Фланги Кондинского и Западно-Эргинского месторождений (ХМН 03426 НП)	АО «НК «Конданефть»	Н
5	Курраганское	Северо-Егурьяхский 1 (ХМН 15123 НП)	ТПП «Покачевнефтегаз»	Н
6	Повховское	Западно-Валюнинский 1 (ХМН 15474 НП)	ТПП «Повхнефтегаз»	Н
	Повховское	Западно-Валюнинский 2 (ХМН 15475 НП)	ТПП «Повхнефтегаз»	Н
	Повховское	Западно-Вынгапуровский (ХМН 15476 НП)	ТПП «Повхнефтегаз»	Н
7	Савуйское	Икилорский (ХМН 15122 НП)	ТПП «Когалымнефтегаз»	НГК
8	Северо-Итьяхское	Западно-Унлорский (ХМН 02802 НП)	АО «ТЕНДЕРРЕСУРС»	Н
	Северо-Итьяхское	Северо-Итьяхский 3 (ХМН 03272 НП)	ООО «Соровскнефть»	Н
9	Тагринское	Восточно-Калиновый (ХМН 03387 НП)	ООО «АЛАТАУ-6»	НГК
	Тагринское	Фланги Тагринского месторождения (ХМН 03421 НП)	ПАО НК «РуссНефть»	НГК
10	Южно-Островное	Нижележащие горизонты Южно-Островного месторождения (ХМН 03643 НП)	ООО «Славнефть-Нижневартовск»	Н

Полностью располагаются на территории нераспределённого фонда недр 63 месторождения, из них одно разрабатываемое и 62 разведываемых (табл. 1.7).

В Уралнедра числится 121 месторождение, 61 из которых территориально целиком находится на площади нераспределённого фонда недр округа, а 60 являются трансграничными с различной пропорцией распределения запасов НФН-РФН. Контуры 4 месторождений частично (менее 50 % запасов) расположены на площади РФН и 56 месторождений РФН небольшой (менее 50 % запасов) частью находятся на территории нераспределённого фонда.

По состоянию разработки в Уралнедра числится: разрабатываемых – 46, разведываемых – 75. По типу: нефтяных – 95, газонефтяных – 3, нефтегазоконденсатных – 5, газовых – 16 и газоконденсатных – 2 месторождения.

Таблица 1.7. Распределение извлекаемых запасов нефти по залежам, полностью находящимся в НФН и трансграничных зонах (ТГЗ)

		Кол-во месторождений	Текущие извлекаемые запасы нефти, млн т					
			кат. АВ ₁ С ₁		кат. В ₂ С ₂		кат. АВ ₁ С ₁ +В ₂ С ₂	
			геол.	извлек.	геол.	извлек.	геол.	извлек.
Уралнедра	НФН	61*	88,947	24,171	372,208	89,725	461,155	113,896
	ТГЗ	60*	704,097	178,859	1010,116	245,519	1714,213	424,378
	НФН+ТГЗ	121*	793,044	203,030	1382,324	335,244	2175,368	538,274
Поисковые ЛУ	НФН	3*	4,989	1,304	5,014	1,312	10,003	2,616
	ТГЗ	8*	19,195	4,630	124,929	32,227	144,124	36,857
	НФН+ТГЗ	11* (6*)	24,184	5,934	129,943	33,539	154,127	39,473
Уралнедра+Поисковые ЛУ	НФН	64*	93,936	25,475	377,222	91,037	471,158	116,512
	ТГЗ	68*	723,292	183,489	1135,045	277,746	1858,337	461,235
	НФН+ТГЗ	126	817,228	208,964	1512,267	368,783	2329,495	577,747

* следует учитывать, что Восточно-Ольховское, Курраганское, Повховское, Тагринское и Южно-Островное месторождения учтены дважды – и в Уралнедра, и в ТПП, Северо-Итьяхское учтено трижды – и в Уралнедра, и в двух ТПП. В целом по НФН данные месторождения считаются один раз.

В 2020 году в НФН изменения запасов произошли по всем графам баланса, но в основном за счет переоценки (-42,727 млн т по категориям АВ₁С₁ и -1,130 млн т по категориям В₂С₂), и в меньшей степени по передаче с баланса на баланс (-4,082 млн т по категориям АВ₁С₁ и -13,762 млн т по категориям В₂С₂) и по разведке (+1,326 млн т по категориям В₁С₁ и +8,273 млн т по категориям В₂С₂).

В нераспределенном фонде недр изменения в запасах **нефти и растворенного газа** произошли:

1. за счет разведки по факту открытия залежи:

- Восточно-Ольховское (НФН ООО «Югранефтеразведка»);
- Солхэм (ООО «Газпромнефть-Салым», НФН);
- Северо-Итьяхское (НФН ООО «Соровскнефть»);
- Кондинское (НФН АО «НК «Конданефть»);
- Тагринское (НФН ПАО НК «РуссНефть»);

2. за счёт переоценки:

– в связи с оперативными и полными пересчетами изменились запасы по Восточно-Мытаяхинскому, Западно-Асомкинскому, им. В.Н. Виноградова (Большое Ольховское), Мортымья-Тетеревскому, Мултановскому, Салымскому, Средненазымскому, Южно-Островному, Южно-Соимлорскому Самотлорскому месторождениям;

– полное списание запасов НФН (Уралнедра) по Рославльскому месторождению;

3. за счёт передачи:

– в результате выдачи лицензии на право пользования недрами Юккун-Ёганского ЛУ из НФН в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» переданы запасы Юккун-Ёганского месторождения (открытие 2016 г. на территории Северо-Егурьяхского-1 поискового участка, НФН ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»);

- в результате изменения границ Западно-Солкинского ЛУ в связи с прирезкой по глубине из Уралнедра в ПАО «Сургутнефтегаз» переданы запасы Западно-Солкинского месторождения;
- в результате изменения границ Бахилковского ЛУ в связи с прирезкой по глубине из Уралнедра в ПАО «Варьеганнефтегаз» переданы запасы Бахилковского и Митрофановского месторождений;
- в результате изменения границ Западно-Угутского ЛУ в связи с прирезкой по глубине из Уралнедра в ПАО «НК «Роснефть» переданы запасы Западно-Угутского месторождения;
- в результате изменения границ Локосовского ЛУ в связи с прирезкой по глубине из Уралнедра в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» переданы запасы Локосовского месторождения;
- в результате изменения границ участка недр Южной части Приобского месторождения в связи с прирезкой по глубине из Уралнедра в ООО «Газпромнефть-Хантос» переданы запасы Южной части Приобского месторождения;
- по результатам проведенных аукционов выданы лицензии с целью геологического изучения, разведки и добычи, в распределенный фонд недр переданы запасы Красноленинского (Логовой УН, ХМН 03684 НР от 07.08.2020 г., ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»), Мытаяхинского, Шишкьюганского (Мытаяхинский УН, ХМН 03668 НР от 11.02.2020 г., ООО «Соровскнефть»), Украинное (Украинный УН, ХМН 03669 НР, ООО «Куноватская нефтегазовая компания»).

В целом по нераспределённому фонду недр по состоянию на 01.01.2021 г.:

- **текущие извлекаемые запасы нефти** на разрабатываемых месторождениях по категориям AB_1 составляют 177,978 млн т, на разведываемых по категории C_1 – 30,986 млн т, всего по категориям AB_1C_1 – 208,964 млн т. Неразбуренные извлекаемые запасы (оцененные) на разрабатываемых месторождениях составляют по категории B_2 – 250,024 млн т, на разведываемых по категории C_2 – 118,759 млн т, всего по категориям B_2C_2 – 368,783 млн т;
- **текущие запасы растворённого газа** по категориям AB_1C_1 составляют 27,757 млрд м³, по категориям B_2C_2 – 43,837 млрд м³;
- **текущие запасы свободного газа + запасы газа газовой шапки** по категориям AB_1C_1 составляют 53,567 млрд м³, по категориям B_2C_2 – 8,928 млрд м³;
- **текущие извлекаемые запасы конденсата в свободном газе** – всего кат. B_1C_1 – 2,450 млн т, кат. B_2C_2 – 0,462 млн т.

В том числе по Уралнедра:

- **текущие извлекаемые запасы нефти** категорий AB_1C_1 составляют 203,030 млн т, категорий B_2C_2 – 335,246 млн т;
- **текущие запасы растворённого газа** категорий AB_1C_1 составляют 27,070 млрд м³, категорий B_2C_2 – 39,093 млрд м³;

– текущие запасы свободного газа + запасы газа газовой шапки составляют по категориям AB_1C_1 52,749 млрд м³, по категориям B_2C_2 – 6,985 млрд м³;

– текущие извлекаемые запасы конденсата в свободном газе по категориям B_1C_1 составляют 2,256 млн т, по категориям B_2C_2 – 0,004 млн т.

1.5.3. Поисковые лицензионные участки

По состоянию на 01.01.2021 г. на поисковых участках в ХМАО – Югре числятся следующие текущие запасы нефти и запасы свободного газа + газа газовой шапки (см. табл. 1.8). Изученность залежей месторождений, открытых на поисковых лицензионных участках, приведена в табл. 1.9.

Таблица 1.8. Запасы нефти и запасы свободного газа + газа газовой шапки на 01.01.2021 г.

№ пп	Месторождение	Тип	Лицензионный участок	Оператор (ТПП)	Запасы нефти, млн т				Газ свободный + газовая шапка, млрд м ³	
					кат. B_1C_1		кат. B_2C_2		кат. C_1	кат. C_2
					геол.	извл.	геол.	извл.		
1	Восточно-Ольховское	Н	Восточно-Ольховский (ХМН 03321 НП)	ООО «Югранефтегаз-ведка»	2,920	0,766	4,220	1,106		
2	Восточно-Унлорское	Н	Восточно-Унлорский (ХМН 03273 НП)	ООО «Соровскнефть»	2,069	0,538	0,794	0,206		
3	им. А.Ю. Искрина	ГК	Северо-Итьяхский 3 (ХМН 03272 НП)	ООО «Соровскнефть»					0,818	1,943
4	Кондинское	Н	Фланги Кондинского и Западно-Эргинского месторождений (ХМН 03426 НП)	АО «НК «Конданефть»	1,470	0,515	27,654	9,679		
5	Курраганское	Н	Северо-Егурьяхский 1 (ХМН 15123 НП)	ТПП «Покачевнефтегаз»	0,110	0,035				
6	Повховское	Н	Западно-Валюнинский 1 (ХМН 15474 НП)	ТПП «Повхнефтегаз»	1,172	0,393	1,558	0,427		
	Повховское	Н	Западно-Валюнинский 2 (ХМН 15475 НП)	ТПП «Повхнефтегаз»			0,213	0,058		
	Повховское	Н	Западно-Вынгапуровский (ХМН 15476 НП)	ТПП «Повхнефтегаз»			0,934	0,213		
7	Савуйское	НГК	Икилорский (ХМН 15122 НП)	ТПП «Кога-лымнефтегаз»	0,720	0,137	1,446	0,188		
8	Северо-Итьяхское	Н	Западно-Унлорский (ХМН 02802 НП)	АО «ТЕНДЕР-РЕСУРС»			1,896	0,321		
	Северо-Итьяхское	Н	Северо-Итьяхский 3 (ХМН 03272 НП)	ООО «Соровскнефть»	13,459	3,018	55,910	10,867		
9	Тагринское	НГК	Восточно-Калиновский (ХМН 03387 НП)	ПАО НК «РуссНефть»			16,450	4,902		
	Тагринское	НГК	Фланги Тагринского месторождения (ХМН 03421 НП)	ПАО НК «РуссНефть»	0,444	0,132	18,198	5,423		
10	Южно-Островное	Н	Нижележащие горизонты Южно-Островного месторождения (ХМН 03643 НП)	ООО «Славнефть-Нижневартовск»	1,820	0,400	0,670	0,149		
					24,184	5,934	129,943	33,539	0,818	1,943

Таблица 1.9. Характеристика изученности залежей месторождений поисковых лицензионных участков по соотношению категорийности запасов

Месторождение	Оператор (ТПП)	Залежь	кат. В ₁ С ₁	кат. В ₂ С ₂	$\frac{В_1С_1}{В_1С_1+В_2С_2}, \%$	
Нефть, млн т						
Восточно-Унлорское	ООО «Соровскнефть»	ЮС ₇	0,538	0,206	72,31	
			0,538	0,206	72,31	
Кондинское	АО «НК «Конданефть»	АС ₁₀ ¹	0,515	9,679	5,05	
			0,515	9,679	5,05	
Курраганское	ТПП «Покачевнефтегаз»	Ач ₁ (Ач ₁ ¹)	0,035			
			0,035			
Повховское	ТПП «Повхнефтегаз»	ЮВ ₁ ¹	0,393	0,485	44,76	
			Ач ₅	0	0,213	0
			0,393	0,698	36,02	
Савуйское	ТПП «Когалымнефтегаз»	ЮС ₂ ¹	0,137	0,188	42,15	
			0,137	0,188	42,15	
Северо-Итъяхское	АО «ТЕНДЕРРЕСУРС»	ЮС ₀		0,041		
			ЮС ₄		0,280	
				0,321		
Северо-Итъяхское	ООО «Соровскнефть»	ЮС ₀	0,868	5,232	14,23	
			ЮС ₂	0,608	0,670	47,57
			ЮС ₄	0,779	3,503	18,19
			ЮС ₆	0,525	1,072	32,87
			ЮС ₉	0,238	0,390	37,90
			3,018	10,41	21,74	
Тагринское	ПАО НК «РуссНефть»	Ач	0,132	10,325	1,26	
			0,132	10,325	1,26	
Южно-Островное	ООО «Славнефть-Нижневартовск»	КВ(РЗ)	0,400	0,149	72,86	
			0,400	0,149	72,86	
Восточно-Ольховское	ООО «Юграннефтегазразведка»	Ю ₂	0,766	1,106	40,92	
			0,766	1,106	40,92	
			5,934	33,539	15,03	
Свободный газ, млрд м ³						
им. А.Ю. Искрина	ООО «Соровскнефть»	ЮС ₈	0,818	1,943	29,63	
			0,818	1,943	29,63	

1.5.4. Актуализация геологических моделей и оперативный пересчёт запасов углеводородов месторождений нераспределённого фонда недр округа

По состоянию на 01.01.2021 г. в ХМАО – Югре числится 126 месторождений нераспределённого фонда недр с текущими геологическими/извлекаемыми запасами нефти категорий АВ₁С₁ – 817,228/208,964 млн т, категорий В₂С₂ – 1512,267/368,783 млн т, в отчётном году произошло сокращение геологических/извлекаемых запасов нефти на -11,2/-8,3 % по различным причинам.

Из 126 месторождений 63 являются трансграничными с текущими геологическими/извлекаемыми запасами нефти категорий AB_1C_1 – 723,292/183,489 млн т, категорий B_2C_2 – 1135.045/277.746 млн т, что составляет соответственно 88,5/87,8 % и 75,1/75,3 % от всех запасов нераспределённого фонда недр.

Учитывая невысокую степень изученности залежей НФН и, как следствие, значительную неопределённость исходных параметров геологических моделей, многовариантность геологических построений, приводящих к изменению геологических запасов углеводородов залежей, а также запасы залежей, находящихся на границах лицензионных участков, в отчётном году работы специалистов Центра были сосредоточены на двух направлениях:

- оценка возможных изменений запасов углеводородов трансграничных залежей НФН-РФН;
- актуализация геологических моделей и пересчет запасов углеводородов месторождений нераспределенного фонда недр ХМАО – Югры.

Оценка возможных изменений запасов нефти трансграничных залежей

В связи с изменением лицензионных границ, а также с представлением компаниями на государственную экспертизу в ГКЗ Роснедра подсчётов углеводородов выполнена оценка достоверности и возможных изменений запасов УВ трансграничных залежей нераспределённого фонда недр ХМАО – Югры следующих месторождений:

- Западно-Асомкинское, пласт ЮС₂¹;
- Западно-Угутское, пласт ЮС₂¹;
- Красноленинское, пласт ЮС₂₋₉;
- Локосовское, пласт ЮС₂₋₉;
- Юккун-Ёганское, пласты БВ₁₀, Ач₁, Ач₃, ЮВ₁¹.

Залежь пласта ЮС₂¹ **Западно-Асомкинского нефтяного месторождения** расположена в границах Западно-Асомкинского (ХМН 16603 НЭ) и Северо-Асомкинского (ХМН 16602 НЭ) участков недр, южная часть залежи частично выходит за границу Западно-Асомкинского ЛУ на территорию нераспределённого фонда недр ХМАО – Югры.

При проведении анализа ранее принятой геологической модели пласта ЮС₂¹ по участку залежи, расположенному на территории НФН, выявлена техническая ошибка прошлых лет: ранее утвержденное и числящееся на государственном балансе значение площади нефтеносности (16391 тыс. м²) оказалось завышено. По результатам проверки площадь нефтеносности по участку залежи, расположенному на территории НФН, составила 11740 тыс. м².

В представленном отчёте по залежи пласта ЮС₂¹ актуализированы подсчётные параметры, скорректированы структурные поверхности, контур и площадь нефтеносности, начальные нефтенасыщенные толщины.

Увеличение запасов нефти и растворённого газа по участку залежи пласта ЮС₂¹, расположенному на территории НФН, произошло в результате уточнения геометрии залежи за счет нового эксплуатационного бурения в трансграничной области на территории Западно-Асомкинского лицензионного участка. По результатам бурения скважины № 11Л1 ВНК залежи проведен на а.о.-3042,1 м, что на 7,1 м глубже ранее утвержденного. По данным ГИС скважина 11Л1 в интервале а.о. -3037-3042,1 м вскрыла нефтенасыщенный коллектор эффективной толщиной 4,1 м.

Значения подсчётных параметров и запасы нефти в пределах нераспределенного фонда были согласованы в варианте, представляемом к рассмотрению на экспертизу ФБУ «ГКЗ» Роснедра.

Западно-Угутское месторождение. В связи с изменением нижней границы пользования недрами Западно-Угутского ЛУ (ХМН 03279 НЭ) согласованы контуры залежей и составлен акт передачи запасов нефти и растворённого газа пластов ЮС₂, ЮС₃ Западно-Угутского месторождения с баланса Уралнедра на баланс ПАО «НК «Роснефть».

Красноленинское месторождение. В связи с получением лицензии ХМН 03684 НР от 07.08.2020 г. уточнены запасы углеводородов и составлен акт передачи запасов нефти и растворённого газа по участку залежи пласта ЮК₂₋₉ тюменской свиты Красноленинского месторождения, расположенному на территории Логового ЛУ с баланса Уралнедра на баланс ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Локосовское месторождение. В связи с изменением нижней границы пользования недрами Локосовского ЛУ (ХМН 00509 НЭ) согласованы контуры залежи и составлен акт передачи запасов нефти и растворённого газа пласта ЮВ₁² Локосовского месторождения с баланса Уралнедра на баланс ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Юккун-Ёганское месторождение. В связи с выдачей лицензии ХМН 03690 НЭ от 08.10.2020 г. (Юккун-Ёганский ЛУ) уточнены запасы углеводородов и составлен акт передачи запасов нефти и растворённого газа по пластам БВ₁₀, Ач₁, Ач₃, ЮВ₁¹ Юккун-Ёганского месторождения из НФН в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Актуализация геологических моделей и оперативный пересчёт запасов углеводородов

Выполнены работы по актуализации геологического строения, построению 2D модели и переоценки запасов углеводородов залежей **Ставропольского нефтяного месторождения** в связи с подготовкой месторождения к лицензированию и включения в перечень участков недр, предлагаемых для геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья.

Ставропольское нефтяное месторождение расположено в Нижневартовском районе ХМАО – Югры, в 100 км к северо-востоку от г. Нижневартовска. В тектоническом отношении месторождение

приурочено к южной периклинали Айтульского малого вала и Новомолодежной крупной брахиантиклинали в пределах южной части Тагринского мегавала.

Месторождение открыто в 1990 году в результате бурения и испытания поисковой скважиной 26. Промышленная нефтеносность выявлена в пласте Ю₁¹⁶ васюганской свиты верхней юры. Запасы нефти утверждены ЦКЗ МПР в 1994 г. и с тех пор не пересматривались. В 2006 году Ставропольское нефтяное месторождение перешло в нераспределенный фонд недр ХМАО – Югры.

По состоянию на 01.01.2020 г. на Государственном балансе по пласту Ю₁¹⁶ Ставропольского месторождения числятся начальные геологические/извлекаемые запасы нефти категории С₁ – 0,501/0,100 млн т и категории С₂ – 7,678/1,536 млн т.

По результатам выполненных работ по уточнению геологической модели и пересчёту запасов углеводородов залежи пласта Ю₁¹⁶ Ставропольского месторождения начальные геологические/извлекаемые запасы нефти относительно числящихся на Государственном балансе по состоянию на 01.01.2020 г. в целом по сумме категорий С₁+С₂ уменьшились на -90,9 % (-7,434/-1,487 млн т), в том числе запасы нефти категории С₁ сократились незначительно на -3,2 % (-0,016/-0,003 млн т).

Уменьшение запасов нефти по пласту Ю₁¹⁶ произошло за счёт сокращения площади нефтеносности залежи на 91 %. Остальные подсчётные параметры по результатам переоценки запасов не изменились.

Месторождение относится к однопластовым и характеризуется сложным геологическим строением, обусловленным структурными и литологическими особенностями распространения залежи, а именно: наличием зоны выклинивания коллекторов продуктивного пласта, склоновым расположением ловушки и значительной геологической неоднородностью нефтесодержащих пород.

Следует отметить, что из 6 пробуренных на месторождении скважин, большинство новых скважин было заложено вблизи скважины-первооткрывательницы с установленной продуктивностью. Наибольшая часть площади с ранее принятыми запасами категории С₂ осталась не изученной глубоким бурением. Соотношение количества всех пробуренных скважин (6) и скважин, оказавшихся в пределах уточнённого контура нефтеносности (2), составляет 33 %.

Анализ геолого-геофизических материалов показывает, что на данной стадии изученности корректировка границ залежи пласта Ю₁¹⁶ не имеет однозначности. Необходимо отметить, что в скважине 51, расположенной в 15 км к юго-западу от продуктивной скважины 26 на площади залежи с запасами категории С₂, при неясной по ГИС характеристике насыщения коллекторов и отсутствии притока при опробовании в открытом стволе однозначно сделать вывод о продуктивности пласта не представляется возможным. При положительной оценке нефтенасыщенности пласта в скважине 51 может быть сохранено до 50 % площади в пределах ранее принятого

контура нефтеносности залежи и существенно минимизировано списание числящихся на Государственном балансе запасов нефти категории С₂.

Учитывая низкую достоверность исходных параметров модели, многовариантность геологических построений, приводящих к изменению геологических запасов углеводородов месторождения в широком диапазоне, представляется нецелесообразным на данной стадии изученности рассматриваемой площади представление результатов переоценки запасов углеводородов залежи пласта Ю₁¹⁶ Ставропольского месторождения на государственную экспертизу в ФБУ «ГКЗ» Роснедра.

Залежь пласта Ю₁¹⁶ Ставропольского месторождения требует дальнейшего изучения.

II. ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ

2.1. Состояние лицензирования распределенного фонда недр Ханты-Мансийского автономного округа – Югры на 01.01.2021 г.

Согласно официальной статистике, предоставленной Отделом геологии и лицензирования Департамента по недропользованию по Уральскому ФО по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре по состоянию на 01.01.2021 г., на территории Ханты-Мансийского автономного округа действует **589 лицензий** на право пользования недрами, из них:

- лицензий на геологическое изучение с целью поисков и оценки углеводородного сырья – **134**, в том числе **5** лицензий – на геологическое изучение, поиск и оценку нижележащих горизонтов разрабатываемых месторождений, **2** лицензии – на геологическое изучение за счет средств федерального бюджета, **9** лицензий – на геологическое изучение флангов разрабатываемых месторождений;
- лицензий на геологическое изучение, поиск, разведку и добычу («совмещенные лицензии») – **144**;
- лицензий на добычу нефти и газа – **310**;
- **1** лицензия – на эксплуатацию подземного хранилища газа.

Общая площадь распределенного фонда недр составила 248,4 тыс. км².

Распределение площади нераспределенного и распределенного фондов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры представлено на рис. 2.1.

На рис. 2.2 приведена схема расположения лицензионных участков с указанием территорий деятельности крупных нефтедобывающих компаний. Динамика количества лицензий представлена на диаграмме рисунка 2.3.

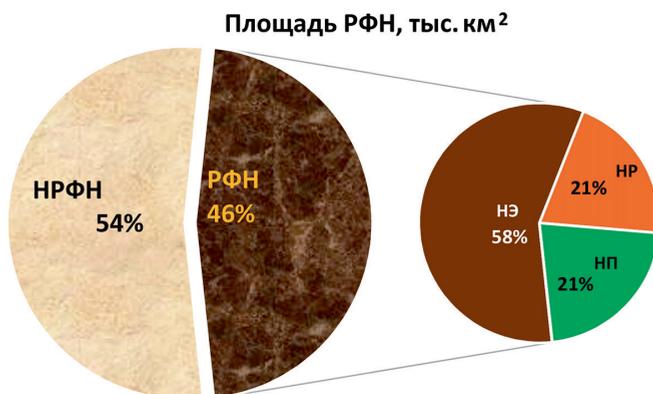


Рис. 2.1. Распределение площади нераспределенного и распределенного фонда недр Ханты-Мансийского автономного округа – Югры по целевому назначению лицензий

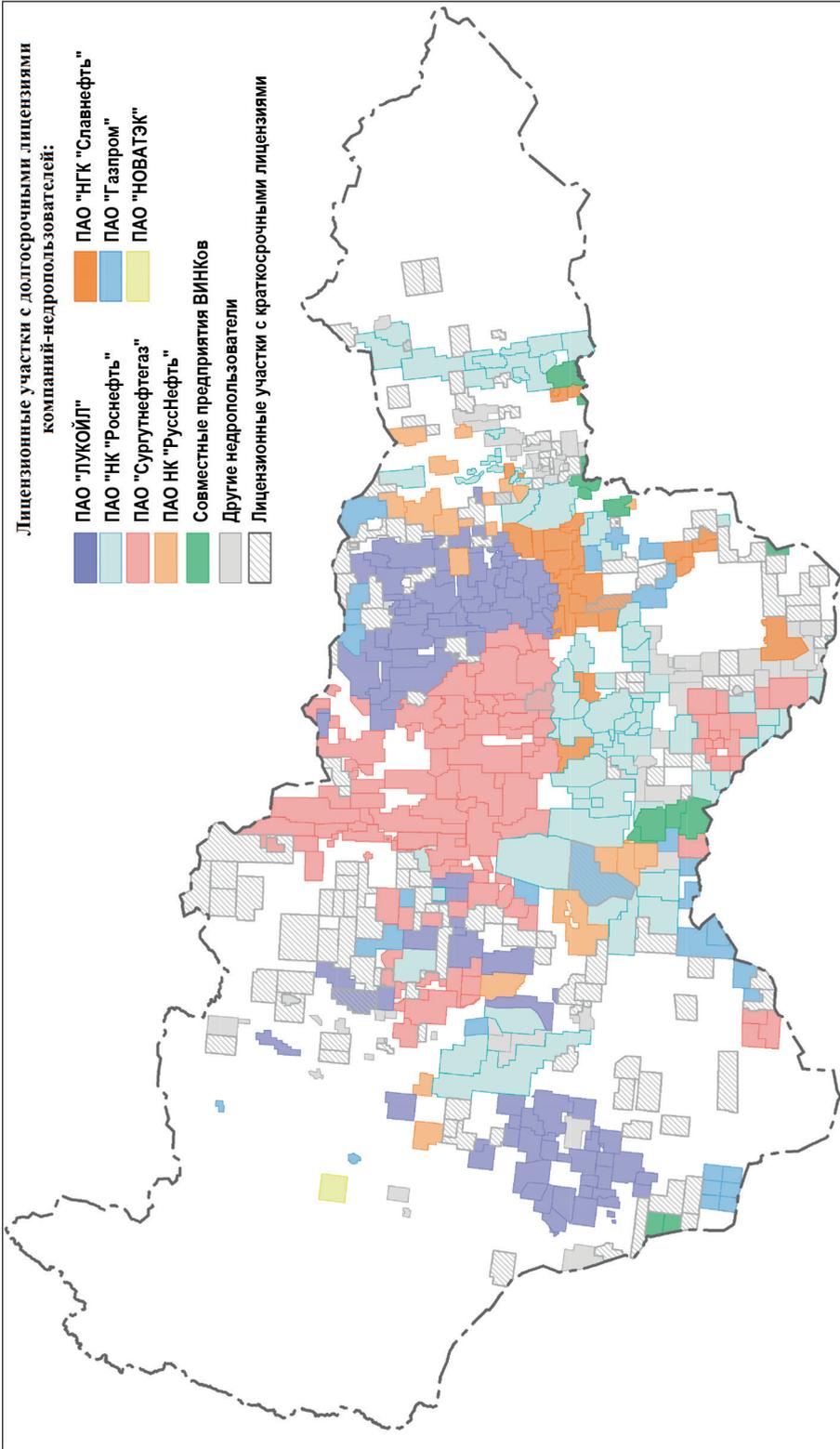


Рис. 2.2. Схема расположения лицензионных участков на территории ХМАО – Югры

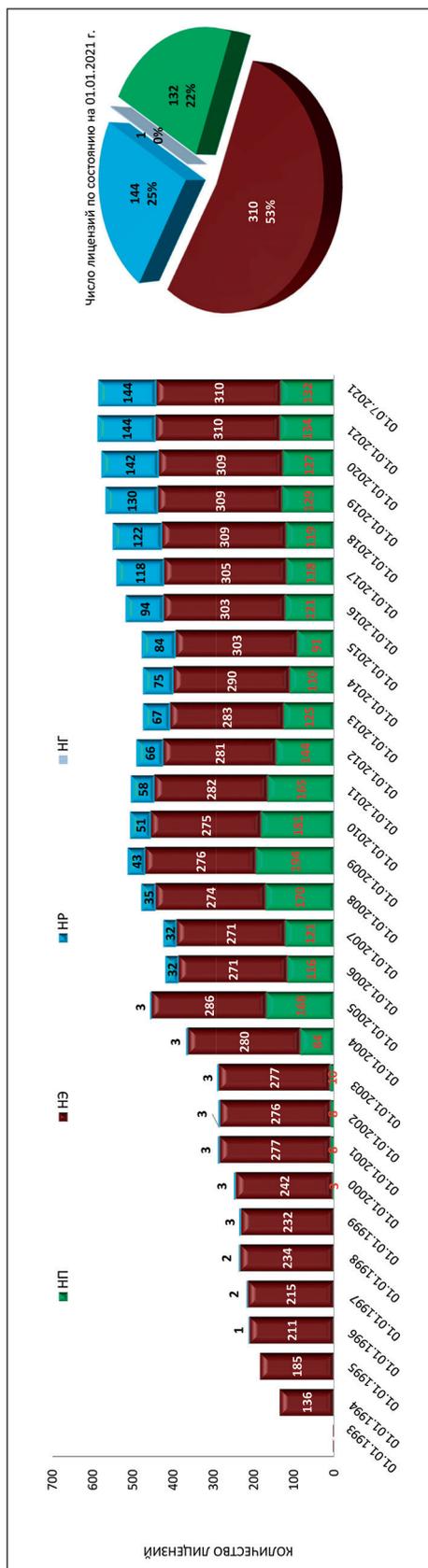


Рис. 2.3. Динамика количества действующих лицензий на право пользования недрами в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре

2.2. Предоставление права пользования недрами в 2020 году

Согласно официальной статистике Отдела геологии и лицензирования Департамента по недропользованию по Уральскому ФО по ХМАО – Югре в 2020 году на территории автономного округа предоставлено право пользования в пределах 19 участков недр (рис. 2.4, 2.5), в том числе:

- по результатам проведенных аукционов на право пользования недрами в 2019 году (с датой государственной регистрации в 2020 году) – **5 участков недр**;

- по результатам рассмотрения заявок на получение права пользования недрами для геологического изучения недр в 2019 году – **6 участков** на геологическое изучение с целью поисков и оценки;

- по результатам рассмотрения заявок на получение права пользования недрами для геологического изучения недр флангов разрабатываемых месторождений – **4 участка недр**;

- по результатам рассмотрения заявок на получение права пользования недрами на геологическое изучение нижележащих горизонтов разрабатываемых месторождений – **1 участок** на нижележащие горизонты Южной части Приобского месторождения;

- **1 участок** – по факту открытия Юккун-Ёганского месторождения;

- на основании государственного контракта – **2 участка** на геологическое изучение за счет средств федерального бюджета.

В соответствии со статьей 13.1 Закона Российской Федерации «О недрах» и на основании протоколов заседания Аукционной комиссии по проведению аукционов Федеральное агентство по недропользованию приняло решение утвердить итоги аукционов (аукционы на право пользования недрами состоялись в 2019 году, лицензии были выданы в 2020 году) и предоставить право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья в пределах:

1. **Восточно-Лахсентурского участка недр** (лицензия ХМН 03662 НР) победителю аукциона ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»;
2. **Мытаяхинского участка недр** (лицензия ХМН 03668 НР) победителю аукциона ООО «Соровскнефть»;
3. **Окраинного участка недр** (лицензия ХМН 03669 НР) победителю аукциона ООО «Куноватская нефтегазовая компания»;
4. **Восточно-Унтыгейского участка недр** (лицензия ХМН 03547 НР) победителю аукциона ООО «Петротэк-Нефть»;
5. **Логового участка недр** (лицензия ХМН 03684 НР) победителю аукциона ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

В соответствии с пунктом 3 статьи 10.1 Закона Российской Федерации «О недрах», Порядком рассмотрения заявок на получение

права пользования недрами при установлении факта открытия месторождения полезных ископаемых на участке недр, за исключением участка недр федерального значения и участка недр, который отнесен к участкам недр федерального значения, в результате открытия месторождения полезных ископаемых пользователем недр, проводившим работы по геологическому изучению недр за счет собственных средств для разведки и добычи полезных ископаемых открытого месторождения, утвержденным Приказом Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 24.01.2005 г. № 23, Порядком определения размера разовых платежей за пользование недрами на участках недр, которые предоставляются в пользование без проведения конкурсов и аукционов для разведки и добычи полезных ископаемых или для геологического изучения недр, разведки и добычи полезных ископаемых, осуществляемых по совместной лицензии, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 04.02.2009 г. № 94, и на основании решения Комиссии по рассмотрению заявок о предоставлении права пользования участками недр, Федеральное агентство по недропользованию приняло решение предоставить право пользования недрами на разведку и добычу:

– по факту открытия **Юккун-Ёганского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»**, проводившим работы по геологическому изучению недр за счет собственных средств в пределах Северо-Егурьяхского 1 участка недр. Лицензия зарегистрирована 08.10.2020 г. под номером ХМН 03690 НЭ на ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» сроком действия до 07.10.2045 г.

В соответствии с пунктом 3 статьи 10.1 Закона Российской Федерации «О недрах», Порядком рассмотрения заявок на получение права пользования недрами для геологического изучения недр (за исключением недр на участках недр федерального значения), утвержденным Приказом Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 10.11.2016 г. № 583, и на основании решения Комиссии для рассмотрения заявок о предоставлении права пользования участками недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры предоставлены (решение принималось в 2019 году, но лицензии были выданы в 2020 году):

1. Лицензия **ПАО «Сургутнефтегаз»** на право пользования недрами для геологического изучения с целью поисков и оценки месторождений углеводородного сырья на **Северо-Хорлорском участке недр** (лицензия ХМН 03661 НП).

2. Лицензия **ООО «Урманый»** на право пользования недрами для геологического изучения с целью поисков и оценки месторождений углеводородного сырья на **Урманном участке недр** (лицензия ХМН 03663 НП).

3. Лицензия **ООО «Колтогорский 5»** на право пользования недрами для геологического изучения с целью поисков и оценки месторождений углеводородного сырья на **Колтогорском 5 участке недр** (лицензия ХМН 03664 НП).

4. Лицензия **ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»** на право пользования недрами для геологического изучения с целью поисков и оценки месторождений углеводородного сырья на **Хангокуртском 4 участке недр** (лицензия ХМН 03665 НП).

5. Лицензия **ПАО «НК «Роснефть»** на право пользования недрами для геологического изучения с целью поисков и оценки месторождений углеводородного сырья на **Салымском 7 участке недр** (лицензии ХМН 03666 НП).

6. Лицензия **ООО «Матьяновский»** на право пользования недрами для геологического изучения с целью поисков и оценки месторождений углеводородного сырья на **Карабашском 61 участке недр** (лицензия ХМН 03671 НП).

7. Лицензия **ФГБУ «ВНИГНИ»** на право пользования недрами для геологического изучения с целью проведения региональных сейсморазведочных работ за счет средств федерального бюджета в пределах участка **Карабашский 1** (лицензия ХМН 16666 НП).

8. Лицензия **ФГБУ «ВНИГНИ»** на право пользования недрами для геологического изучения с целью проведения региональных сейсморазведочных работ за счет средств федерального бюджета в пределах участка **Карабашский 21** (лицензия ХМН 16663 НП).

9. Лицензия **ООО «Газпромнефть-Хантос»** на право пользования недрами на геологическое изучение флангов разрабатываемых месторождений в пределах участка **Снежный (фланг месторождений им. Александра Жагрина)** (лицензия ХМН 03688 НП).

10. Лицензия **ООО «Газпромнефть-Хантос»** на право пользования недрами на геологическое изучение флангов нижележащих горизонтов разрабатываемых месторождений **Южной части Приобско-го месторождения** (лицензия ХМН 03689 НП).

11. Лицензия **ООО «Газпромнефть-Хантос»** на право пользования недрами на геологическое изучение флангов разрабатываемых месторождений в пределах участка **Холодный (фланг Средневайского месторождения)** (лицензия ХМН 03691 НП).

12. Лицензия **ООО «Газпромнефть-Хантос»** на право пользования недрами на геологическое изучение флангов разрабатываемых месторождений в пределах участка **Ледовый (фланг Северо-Вайского месторождения)** (лицензия ХМН 03692 НП).

13. Лицензия **ПАО «НК «Роснефть»** на право пользования недрами на геологическое изучение флангов разрабатываемых месторождений в пределах участка **Южно-Асомкинский (фланг Фаинского месторождения)** (лицензия ХМН 03693 НП).

На диаграмме рис. 2.4 представлена динамика передачи прав пользования недрами с 2005 по 2021 гг.

После провального 2017 года в части востребованности участков на аукционах, ситуация в 2018-2019 гг. значительно улучшилась и по итогам аукционов предоставлено 9 и 14 участков недр соответственно (рис. 2.4). В 2020 году были выданы лицензии, решение по результатам аукционов принималось в 2019 году. Аукционы,

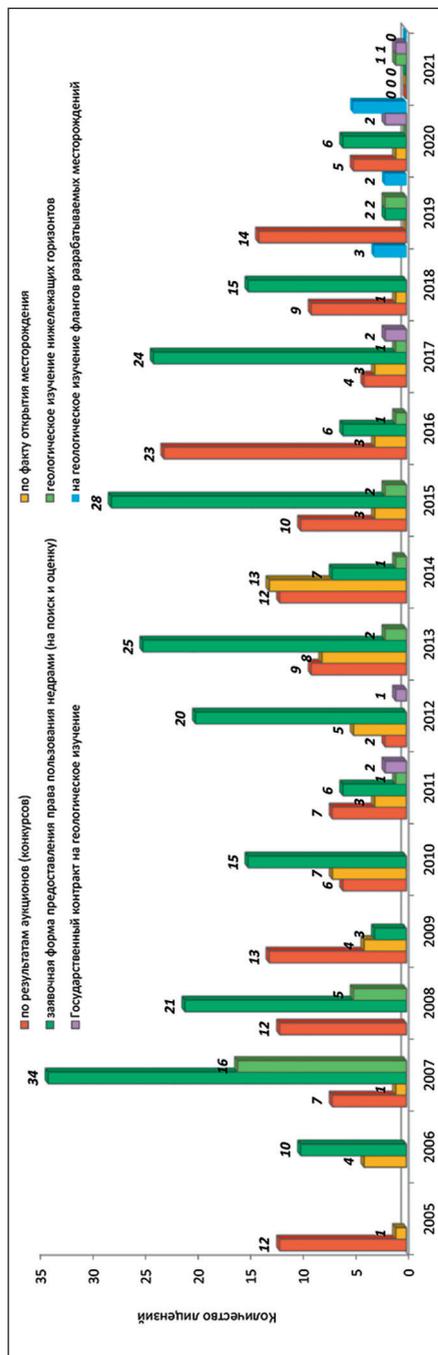


Рис. 2.4. Динамика предоставления права пользования недрами в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре с 2005 по 2021 гг.

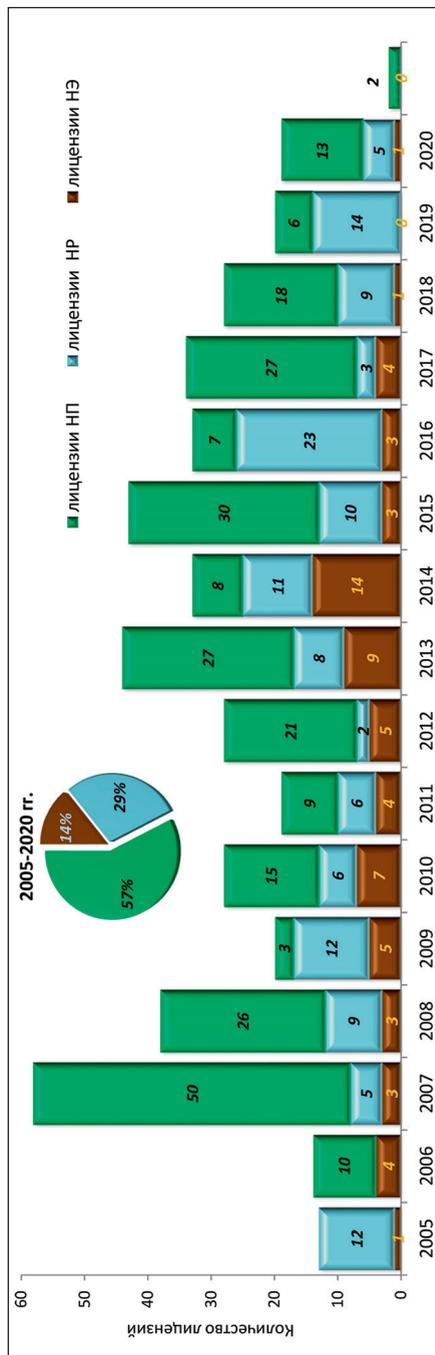


Рис. 2.5. Динамика предоставления права пользования недрами по видам лицензий

объявленные в 2020 году, признаны несостоявшимися по причине отсутствия заявителей.

В сравнении с 2017-2018 гг. количество переданных в пользование поисковых участков недр снизилась до минимальных значений (рис. 2.4, 2.5). В 2019 году Роснедра было предложено для реализации всего 2 перечня объектов лицензирования, состоящих из 10 участков недр. По результатам заявочной кампании в пределах 7 участков недр принято решение о предоставлении права пользования. По 1 участку лицензия была выдана в 2019 году, по остальным 5 поисковым лицензиям решение было принято в 2019 году, но оформлены в 2020 году.

Ещё один участок – Салымский 7 передан в 2020 году в пользование на геологическое изучение с целью поиска и оценки УВС сроком на 5 лет по результатам несостоявшегося аукциона 2019 года единственному участнику аукциона (заявителю) ПАО «НК «Роснефть» (рис. 2.5).

Из участков на геологическое изучение за счет средств недропользователей в 2020 году передано в пользование максимальное количество участков на геологическое изучение флангов разрабатываемых и разведываемых месторождений. Всего геологическое изучение флангов месторождений в пределах 9 участков осуществляют 6 компаний – ООО «Газпромнефть-Хантос» (4 участка) и по одному участку – ПАО «НК «Роснефть» (фланг Фаинского месторождения), ООО «Пулытьинское» (фланги разрабатываемых Иусского и Котыльинского месторождений), ПАО НК «РуссНефть» (фланги разрабатываемого Тагринского месторождения), АО «НК «Конда-нефть» (фланги разрабатываемых Кондинского и Западно-Эргинского месторождений), ООО «НБС» (фланги разрабатываемого Пылинского нефтяного месторождения).

Отрицательная тенденция 2019 года (впервые за 10 лет не предоставлено лицензий на право пользования недрами по факту открытия месторождений) продолжается и в 2020 году, когда была выдана лишь одна лицензия по факту открытия Юккун-Ёганского месторождения. Снижение количества «добычных» лицензий, предоставленных недропользователям по факту открытия ими месторождений в пределах поисковых участков, началось с 2015 года (рис. 2.4, 2.5). Сложившаяся критическая ситуация с открытием новых месторождений компаниями-недропользователями на поисковых участках за счет собственных средств прогнозируема и связана с невыполнением условий пользования недрами в части проведения поисковых работ.

2.3. Переоформление лицензий в 2020 году

В соответствии со статьей 17.1 Закона Российской Федерации «О недрах» в 2020 году было переоформлено **11 лицензий на право пользования участками недр** (табл. 2.1, рис. 2.6).

Таблица 2.1. Переоформление права пользования недрами в 2020 году

№	Наименование участка недр	Номер предыдущей лицензии			Наименование предыдущего недропользователя	Лицензия			Наименование недропользователя	Дата гос. регистрации	Дата окончания действия лицензии
1	Салымский 2 участок	ХМН	02196	НР	ООО Газпромнефть-Хантос	ХМН	03667	НР	ООО Салымский-2	10.02.2020	01.06.2030
2	Южно-Гальнадский участок	ХМН	03443	НР	Алатау-8	ХМН	03674	НР	Алатау-5	13.04.2020	17.06.2023
3	Северо-Токайский участок	ХМН	03442	НР	Алатау-8	ХМН	03675	НР	Алатау-5	13.04.2020	17.06.2023
4	Красноленинский 2 участок	ХМН	03440	НР	Алатау-8	ХМН	03676	НР	Алатау-5	13.04.2020	17.06.2023
5	Кашатский участок	ХМН	03639	НР	ООО Алатау-7	ХМН	03673	НР	Алатау-10	13.04.2020	06.05.2024
6	Янчинский участок	ХМН	02777	НР	ООО Южно-Сардаковское	ХМН	16626	НР	ООО ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	17.12.2019	31.12.2020
7	Южно-Сардаковский	ХМН	14621	НЭ	ООО Южно-Сардаковское	ХМН	16662	НЭ	ООО ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	17.07.2020	09.08.2024
8	Северо-восточная часть Пальяновской площади Красноленинского месторождения	ХМН	16487	НЭ	ООО Технологический центр Бажен	ХМН	16628	НЭ	ООО Газпромнефть-Пальян	09.01.2020	08.12.2037
9	Варьеганский участок	ХМН	01548	НЭ	ОАО Варьеганнефть	ХМН	03680	НЭ	ПАО Варьеганнефть	06.07.2020	29.06.2038
10	Мыхпайский участок	ХМН	00523	НЭ	ОАО Славнефть-Мегионнефтегаз	ХМН	03682	НЭ	ПАО Славнефть-Мегионнефтегаз	06.07.2020	29.06.2038
11	Южно-Аганский участок	ХМН	00602	НЭ	ОАО Славнефть-Мегионнефтегаз	ХМН	03696	НЭ	ПАО Славнефть-Мегионнефтегаз	06.11.2020	31.12.2023

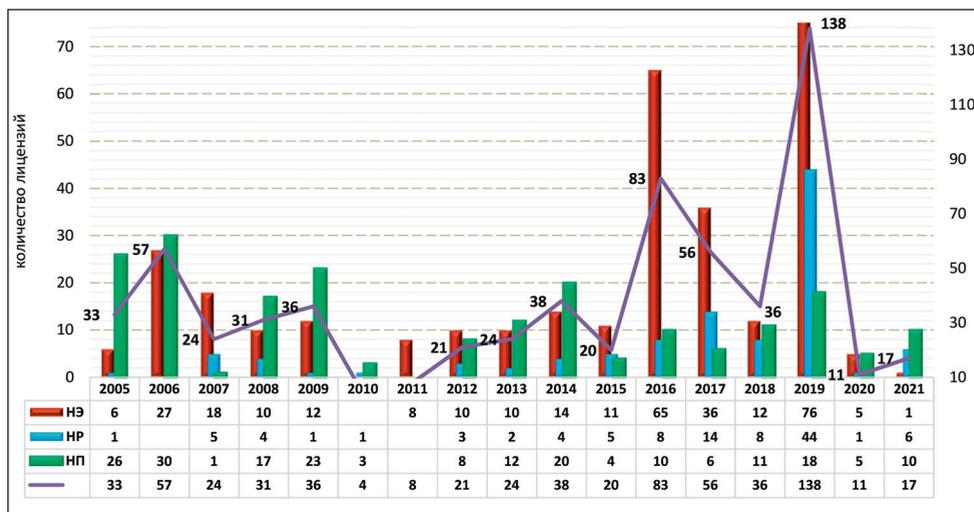


Рис. 2.6. Динамика передачи (переоформления) прав пользования недрами в 2005-2021 гг.

Причина переоформления 3 лицензий ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» и ОАО «Варьеганнефть» – приведение юридического статуса компаний в соответствие действующему законодательству. Изменения правового регулирования в отношении юридических лиц вносятся на основании поправок, утвержденных Федеральным законом № 99-ФЗ от 5 мая 2014 г. «О внесении изменений в главу четвертую первой части Гражданского кодекса Российской Федерации и о признании утратившими силу отдельных положений законодательных актов Российской Федерации».

В 2020 году переданы дочерним (либо основным «материнским») компаниям права пользования 8 участками недр. Основные сведения об изменениях в структурах ВИНКов по результатам передачи прав пользования недрами представлена в главе 5.

2.4. Прекращение права пользования недрами в 2020 году

В 2020 году **прекращено** право пользования и возвращено в нераспределенный фонд недр **7 участков недр**, из них на основании отказа компаний-недропользователей от права пользования недрами аннулировано **2 лицензии**, в связи с окончанием срока действия аннулировано **3 лицензии**, в связи с нарушением условий пользования недрами – **2 лицензии** (табл. 2.2).

Таблица 2.2. Прекращение права пользования недрами в 2020 году

№ пп	Наименование участка недр	Наименование недропользователя	Лицензия			Дата гос. регистрации	Дата окончания действия лицензии
<i>В соответствии с пунктом 1 части 1 статьи 20 Закона Российской Федерации «О недрах» и в связи с окончанием срока действия</i>							
1	Западно-Заозерный участок	АО «Росгеология»	ХМН	03381	НП	10.10.2017	20.12.2019
2	Параметрическая скважина № 1 Баженовская	АО «Росгеология»	ХМН	03382	НП	10.10.2017	20.12.2019
3	Березовский 12	ООО «Хофилд»	ХМН	02674	НП	27.09.2012	31.12.2019
4	Березовский 13	ООО «Хофилд»	ХМН	02699	НП	29.10.2012	31.12.2019
5	Ингольский 1	ООО «Ингольское»	ХМН	15406	НП	12.09.2012	31.12.2018
<i>На основании пункта 9 части второй статьи 20 Закона Российской Федерации «О недрах» и писем компаний-недропользователей, уведомляющих об отказе от права пользования недрами</i>							
1	Нижний Рославльский участок	ПАО НК «РуссНефть»	ХМН	03349	НР	11.04.2017	14.06.2040
2	Южно-Гавриковский (блок № 23 Юганской поисковой зоны)	ООО «РН-Уватнефтегаз»	ХМН	02952	НП	13.03.2014	31.12.2021
<i>В соответствии с пунктами 2,5 части 2 статьи 20 Закона Российской Федерации «О недрах» и в связи с нарушением пользователем недр существенных условий лицензионного соглашения</i>							
1	Северо-Саранпаульский	ООО «Сосьвапромгеология»	ХМН	02521	НР	20.01.2011	19.01.2036
2	Восточно-Саранпаульский	ООО «Сосьвапромгеология»	ХМН	02522	НР	20.01.2011	19.01.2036

В 2020 году передано в нераспределённый фонд 6 поисковых участков (табл. 2.2, рис. 2.7). От права проведения геологического изучения недр в пределах Южно-Гавриковского (блок № 23

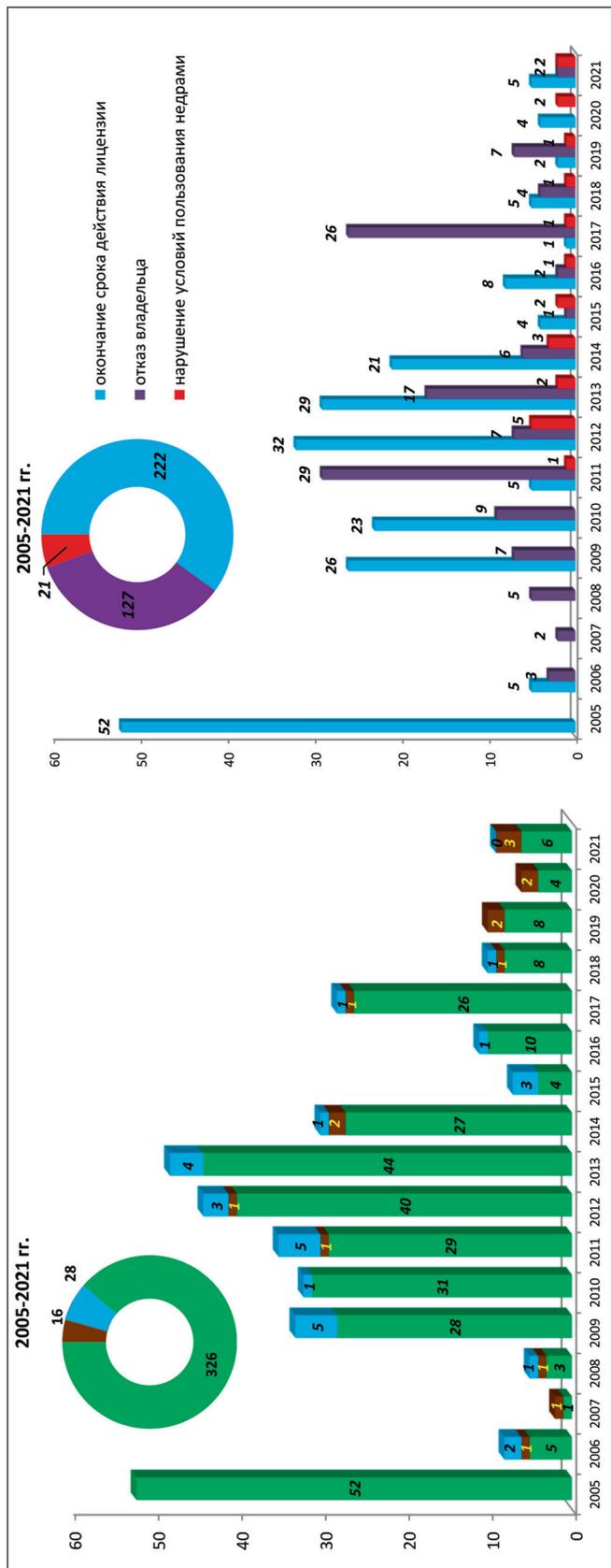


Рис. 2.7. Динамика аннулирования лицензий в 2005-2021 гг. на основании прекращения права пользования недрами и видов пользования недрами



Рис. 2.8. Аннулирование права пользования недрами в 2005-2021 гг. по видам пользования недрами

Юганской поисковой зоны) отказалось ООО «РН-Уватнефтегаз». Окончен срок действия 5 лицензий – ООО «Ингольское» (Ингольский 1), ООО «Хофилд» (Березовский 12, 13) и АО «Росгеология» (Западно-Заозерный участок, Параметрическая скважина № 1 Баженовская). За пять лет обладания правами на участки компания ООО «Внештоппром» так и не приступила к проведению геолого-разведочных работ. В пределах Колтогорского 10 участка ЗАО «Сибирская геологическая компания» открыто Западно-Колтогорское месторождение и по факту открытия оформлена лицензия на добычу УВС.

Из долгосрочных лицензий – досрочно прекращено право пользования по причине невыполнения условий пользования недрами и по предписанию Росприроднадзора по ХМАО – Югре Восточно-Саранпаульским и Северо-Саранпаульским участками недр, приобретенными в 2012 году на аукционе ООО «Сосьвапромгеология». Завершено геологическое изучение недр в пределах участка Нижний Рославльский участок, от прав пользования досрочно отказалось ПАО НК «РуссНефть» (табл. 2.2, рис. 2.7, 2.8).

2.5. Анализ состава компаний-недропользователей, работающих на территории округа

По состоянию на 01.01.2021 года пользование недрами на территории округа с целью геологического изучения, поиска и оценки, разведки и добычи месторождений углеводородного сырья осуществляют 115 предприятий-недропользователей, из них 40 предприятий входит в состав ВИНК, в том числе 3 компании (АО «Томскнефть» ВНК, «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.», АО «ЕвротэкЮгра») – совместные предприятия ВИНКов и 75 являются независимыми компаниями (табл. 2.4).

Основными держателями лицензий на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры являются крупные вертикально интегрированные компании: ПАО «ЛУКОЙЛ» (основной

недропользователь – ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь») – 111 долгосрочных лицензий, 23 – на геологическое изучение (в т.ч. одна лицензия на геологическое изучение нижележащих горизонтов); ПАО «Сургутнефтегаз» – 108 долгосрочных лицензий, 11 – на геологическое изучение (в т.ч. 1 лицензия на геологическое изучение нижележащих горизонтов); ПАО «НК «Роснефть» (в составе с ПАО АНК «Башнефть») – 82 долгосрочные лицензии, 8 – на геологическое изучение (в т.ч. 1 лицензия на геологическое изучение нижележащих горизонтов и 1 лицензия на геологическое изучение флангов разрабатываемых месторождений); ПАО «НГК «Славнефть» – 28 долгосрочных лицензий и 2 – на геологическое изучение (в т.ч. 1 лицензия на геологическое изучение нижележащих горизонтов); ПАО «Газпром нефть» – 27 долгосрочных лицензий, 7 – на геологическое изучение (в т.ч. 4 лицензии на геологическое изучение флангов разрабатываемых месторождений, 1 лицензия на геологическое изучение нижележащих горизонтов); ПАО «Газпром» – 1 долгосрочная лицензия и 1 лицензия на эксплуатацию подземного хранилища газа; ПАО НК «РуссНефть» – 20 долгосрочных лицензий и 2 лицензии на геологическое изучение (в т.ч. одна лицензия на геологическое изучение флангов разрабатываемого Тагринского месторождения); ПАО «НОВАТЭК» – 1 долгосрочная лицензия (табл. 2.3, рис. 2.9). Предприятия-недропользователи, совместно принадлежащие нескольким (двум) ВИНКом, имеют право пользования на 13 участках недр на разведку и добычу УВ и на 5 участках – на геологическое изучение с целью поиска и оценки месторождений УВС.

Независимые компании-недропользователи владеют 63 лицензиями, дающими право пользования участками недр с целью разведки и добычи углеводородного сырья, 74 лицензиями – на геологическое изучение недр и двумя лицензиями на геологическое изучение флангов разрабатываемого месторождения (табл. 2.3, рис. 2.9).

На рис. 2.9. приведена диаграмма распределения по группам компаний-недропользователей общего количества лицензий на территории округа, действующих по состоянию на 01.01.2021 г., в том числе долгосрочных, дающих право на разработку месторождений, и краткосрочных лицензий, по которым осуществляется геологическое изучение.

На рис. 2.10-2.11 приведены диаграммы распределения по группам компаний-недропользователей долгосрочных и краткосрочных лицензий, действующих по состоянию на 01.01.2021 г. на территории округа.

Согласно приведенным данным, 392 (86 %) действующих долгосрочных лицензии принадлежит 7 крупным вертикально интегрированным компаниям (ПАО «Газпром нефть» и ПАО «АНК «Башнефть» считается в составе ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть» соответственно), в состав которых входит 41 дочернее предприятие, работающее на территории округа. Причем двум ВИНКом – ПАО

Таблица 2.3. Распределение количества действующих лицензий в распределенном фонде недр ХМАО по нефтяным компаниям (по состоянию на 01.01.2021 г.)

Виды лицензий	Компании-недропользователи											Итого по ВИНК	Прочие мелкие и средние компании	Итого по округу
	Вертикально интегрированные нефтяные компании													
	ПАО «ЛУКОЙЛ»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «НГК «Славнефть»	ПАО ГАЗПРОМ		ПАО НК Роснефть		ПАО НК «РуссНефть»	ПАО «НОВАТЭК»	Совместные предприятия ВИНКов				
				ПАО «ГАЗПРОМ»	ПАО «Газпром нефть»	ПАО «НК «Роснефть»	ПАО «АНК «Башнефть»							
Долгосрочные лицензии, в том числе	111	108	28	2	27	76	6	20	1	13	392	63	455	
Лицензии на разведку и добычу (НЭ)	85	70	24	1	7	59	3	12	1	10	272	38	310	
Лицензии на геологическое изучение, а также разведку и добычу (совмещенные – НР)	26	38	4		20	17	3	8		3	119	25	144	
Другие виды лицензий (НГ)				1							1		1	
Краткосрочные лицензии, в том числе	23	11	2	0	7	6	2	2	0	5	58	76	134	
Геологическое изучение с целью поисков и оценки (НП)	22	10	1		2	3	2	1		5	46	74	120	
Лицензии на геол. изучение нижележащих горизонтов (НП)	1	1	1		1	1					5		5	
Лицензии на геол. изучение флангов разрабатываемых месторождений (НП)					4	2		1			7	2	9	
ИТОГО по компаниям	134	119	30	2	34	82	8	22	1	18	450	139	589	

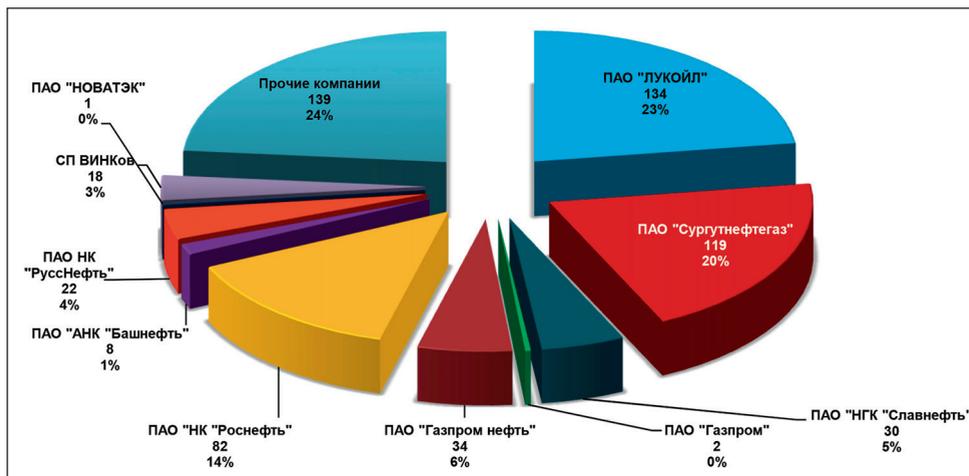


Рис. 2.9. Распределение лицензий, действующих на территории ХМАО – Югры на 01.01.2021 г., дающих право на геологическое изучение, поиск и оценку, а также разведку и добычу

«Сургутнефтегаз» и ПАО «ЛУКОЙЛ» принадлежит 48 % добычных лицензий. Мелким и средним неинтегрированным компаниям (в количестве 50 компаний) принадлежит 63 (14 %) лицензии (рис. 2.10).

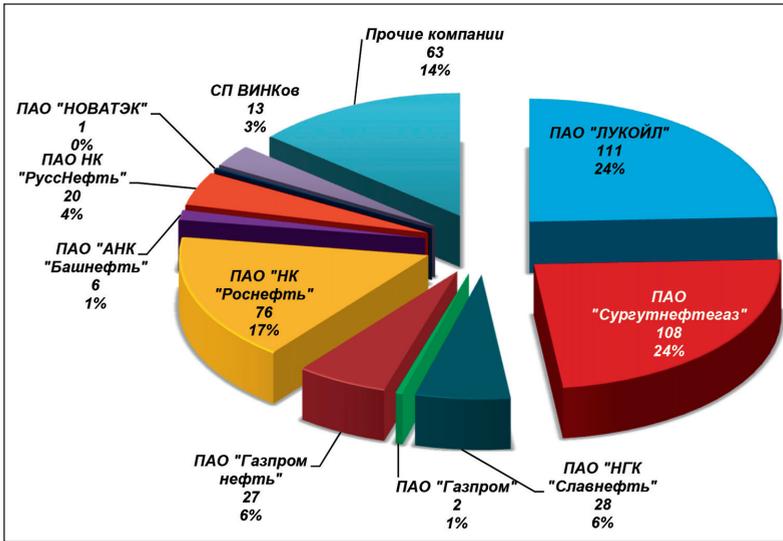


Рис. 2.10. Распределение долгосрочных лицензий, дающих право на геологическое изучение, разведку и добычу УВ-сырья, действующих на территории ХМАО – Югры по состоянию на 01.01.2021 г.

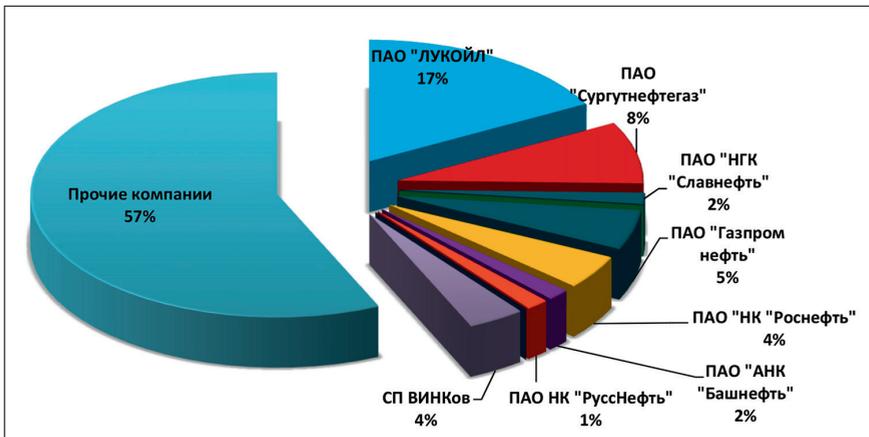


Рис. 2.11. Распределение поисковых лицензий, дающих право на геологическое изучение, действующих на территории ХМАО – Югры на 01.01.2020 г.

Геологическое изучение за счет собственных средств в пределах поисковых участков недр осуществляют 49 компаний-недропользователей, при этом 57 % от общего количества поисковых лицензий принадлежит 31 независимому недропользователю, остальные

лицензии – 17 недропользователям в составе 6 крупных вертикально интегрированных компаний (рис. 2.12).

В 2020 г. в составе компаний-недропользователей, осуществляющих свою деятельность на территории автономного округа, произошли следующие изменения:

Изменения состава неинтегрированных (самостоятельных) недропользователей:

– список неинтегрированных компаний пополнился 6 недропользователями:

- компания ООО «Куноватская нефтегазовая компания» в 2019 году выиграла аукцион на право пользования недрами Украинного участка;
- компаниям ООО «Урманый», ООО «Колтогорский 5» и ООО «Матьяновский» предоставлено право пользования с целью поиска и оценки месторождений УВС в пределах 3 участков недр;
- компания ООО «Алатау-8» переформировало право пользования недрами 3 участков на ООО «Алатау-5»;
- компания ООО «Алатау-7» переформировало право пользования недрами Кашатского участка на ООО «Алатау-10».

– прекратили свою деятельность: ООО «Росгеология», ОАО «Сосьвапромгеология», ООО «Хофилд», ООО «Ингольское», передав участки недр в НРФН.

Изменения состава недропользователей в структуре ВИНКов:

– компания ООО «Газпромнефть-Хантос» переформировало права пользования Салымским 2 участком на дочернюю компанию ООО «Салымский-2»;

– прекратило свою деятельность ЗАО «Обънефтегеология», передав право пользования Северо-Асомкинским и Западно-Асомкинским участком недр другой дочерней компании ПАО «Славнефть» – ООО «Славнефть-Нижневартовск»;

– в составе ПАО «Газпром нефть» новое дочернее предприятие – ООО «Газпромнефть-Пальян», которому передано право пользования недрами Северо-восточной частью Пальяновской площади Красноленинского месторождения;

– прекратило свою деятельность ООО «Южно-Сардаковское», передав право пользования Южно-Сардаковским участком недр другой дочерней компании ПАО «ЛУКОЙЛ» – ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Начиная с 2016 года, отмечается резкое увеличение количества неинтегрированных компаний при сокращении количества «дочек» в составах вертикально интегрированных компаний (рис. 2.12, 2.13). Так, в 2016 году количество самостоятельных (неинтегрированных) недропользователей, владеющих «добычными» и «совмещенными» лицензиями, увеличилось на 20 компаний – 7 компаний-недропользователей (ООО «Юганский 3», ООО «Юганский 16», ООО «Юганский 18», ООО «Юганский 19», ООО «Юганский 21», ООО «Западно-Мултановский», ООО «Канбайкал») приобрели

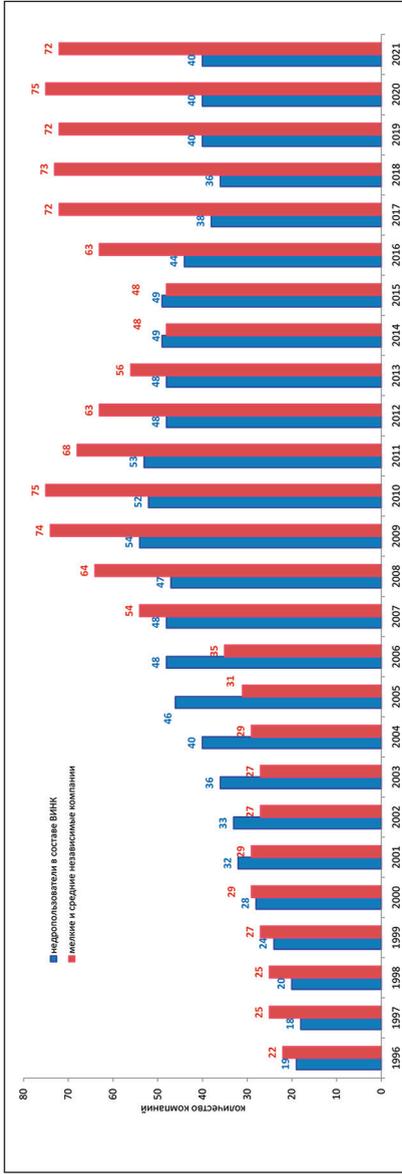


Рис. 2.12. Динамика количества компаний-недропользователей, имеющих лицензии на право пользования недрами на лицензионных участках ХМАО — Югры

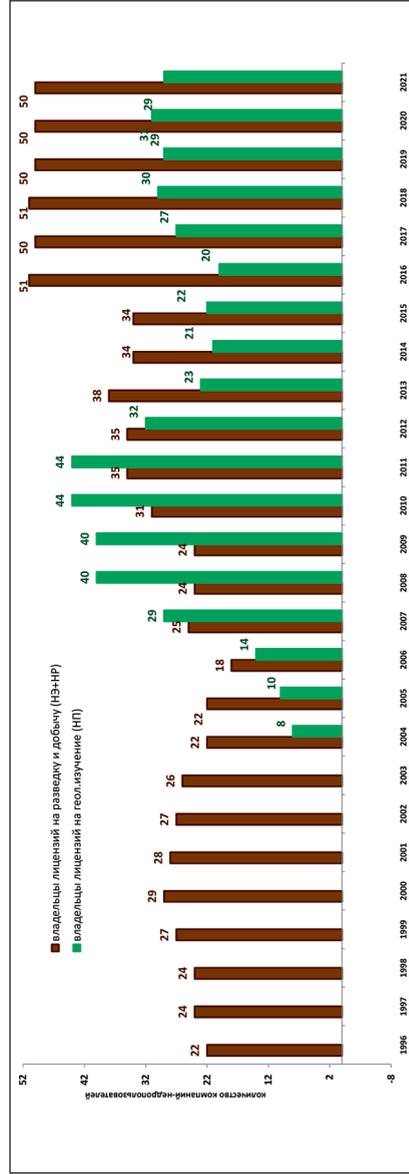


Рис. 2.13. Динамика количества неинтегрированных компаний-недропользователей, имеющих лицензии на право пользования недрами на лицензионных участках ХМАО — Югры

на аукционах право пользования недрами на геологическое изучение, разведку и добычу и 11 недропользователям (дочерним компаниям ОАО «Тендерресурс») было передано право пользования недрами на разведку и добычу открытых ОАО «Тендерресурс» месторождений. Все компании находятся в структуре доверительного управления АО «Русь-Ойл» (рис. 2.13, табл. 2.3).

Уменьшение количества дочерних компаний ВИНКов связано со структурной реорганизацией двух ВИНКов – ПАО «НК «Роснефть» и ПАО НК «РуссНефть». В 2014-2018 гг. путем передачи (переоформления) прав пользования недрами другим дочерним компаниям количество недропользователей, входящих в состав ПАО «НК «Роснефть», уменьшилось с 14 до 8 – прекратили свою деятельность ОАО «Роснефть-Нижневартовск», ООО «Западно-Никольское», ООО СП «Ваньеганнефть», ОАО «Ермаковское», ООО «Пулытнинское», ООО «Полуньяхское» (рис. 2.13).

Оптимизация управления в структуре ПАО НК «РуссНефть» в 2014-2018 гг. привела к уменьшению количества с 11 предприятий до 2 компаний, передав права пользования на участки недропользователей материнской компании ПАО НК «РуссНефть».

В 2020 году наблюдается незначительное снижение количества независимых компаний. Во-первых, это связано с приобретением крупными интегрированными компаниями независимых недропользователей – в состав ПАО «ЛУКОЙЛ» – ООО «Талинское» и ООО «Южно-Сардаковское». Во-вторых, с передачей в НРФН поисковых участков из-за окончания срока действия лицензий.

В 2020 г. добыча нефти с конденсатом на территории округа составила 210,820 млн т. На долю крупных вертикально интегрированных компаний (ВИНК) приходится 98,3 % всей добытой в округе в 2020 г. нефти. На рис. 2.14 приведена диаграмма распределения годовой добычи нефти между компаниями-недропользователями.

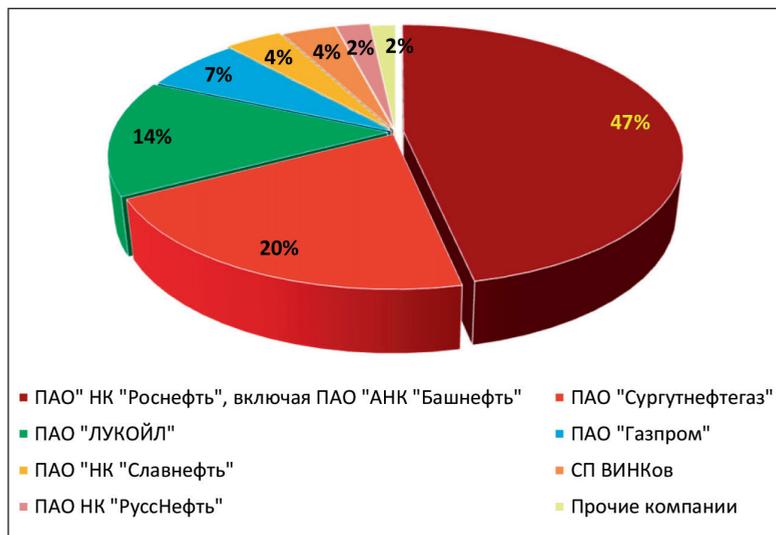


Рис. 2.14. Добыча нефти на территории ХМАО – Югры в 2020 году

Таблица 2.4. Перечень компаний-недропользователей, имеющих лицензии на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (поиски, разведка и добыча углеводородного сырья)

Холдинг	Нефтедобывающая компания, предприятие	Годы											Дата и место регистрации	Примечания			
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020			2021		
Вертикально интегрированные нефтяные компании																	
ПАО «ЛУКОЙЛ»	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	100% акций ОАО «НК «ЛУКОЙЛ» с февраля 2019 г. 99,9 % акций ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	
	ООО «Южно-Сардаковское»											1				В 2019 г. 99,9 % акций приобрела «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	
	ООО «Талинское»											1				В 2017 г. 99,999 % акций приобрела «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	
	ООО «Чумпаснефтедобыча»										1					В 2017 г. 99,999 % акций приобрела «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	
	ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	51 % акций ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», 49 % – Компания «ЛУКОЙЛ Израиль Лимитед»	
	ООО «ЛУКОЙЛ-АИК»												1	1	1	1	Правопреемник ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК»
	ЗАО «Турсунт»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» – 50,5 %, Фирма «Бразос Петролеум Оверсиз Лимитед» (Кипр) – 49,5 %	
	ООО «Турсунт»												1	1	1	1	Правопреемник ЗАО «Турсунт»
	ОАО «РИТЭК»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	ОАО «НК «ЛУКОЙЛ» – 89,37 %, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» – 5,89 %, ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» – 4,74 %
	АО «РИТЭК»												1				Правопреемник ОАО «РИТЭК»
ОАО «РИТЭК»	ООО «РИТЭК»																Правопреемник АО «РИТЭК»
	ООО «НК Югранефтепром»																АО «Тоталь Разведка Разработка Россия» – 100 % 100 % акций ОАО «РИТЭК»
	Итого	4	4	4	4	4	5	5	6	6	5	7	6	6	6		
ПАО НК «Роснефть»	ОАО «Юганскнефтегаз»																До 27.06.96 – АО «ЮганскНГ», с 2005 года в составе ОАО НК Роснефть. С июля 2006 г. – ООО «Роснефть-Юганскнефтегаз»
	ОАО НК «Роснефть»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	В 2006 г. все лицензии ОАО «ЮНГ» переданы на ОАО «НК «Роснефть». ОАО «Роснефтегаз» (акционер) – 75,16%, ООО «РН-Развитие» (акционер) – 9,8%, Сбербанк России ОАО (номинальный держатель) – 9,4%

Продолжение таблицы 2.4

Холдинг	Нефтедобывающая компания, предприятие	Годы											Дата и место регистрации	Примечания					
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020			2021				
ПАО НК «Роснефть»	ПАО НК «Роснефть»										1	1	1	1	1	1	1993 г., Москва	В 2006 г. все лицензии ОАО «ЮНГ» переоформлены на ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Роснефтегаз» (акционер) - 75.16%, ООО «РН-Развитие» (акционер) - 9.8%, Сбербанк России ОАО (номинальный держатель) - 9.4%. В 2016 году переоформлены на ПАО НК «Роснефть».	
	АО «Томскнефть» ВНК	1															28.06.1995 г., Стрежовой	В 2007 году компания вошла в состав ОАО НК Роснефть (из сообщений печати). В 2008 году «Газпром нефть» приобрела 50% акций «Томскнефть» у «Роснефти».	
	до 06.2013 г. - ТНК ВР Холдинг																	Роснефть приобрела компанию «ТНК-ВР», - и долю ВР, и долю российских участников, а ВР стала вторым по значимости крупнейшим акционером «Роснефти» с объемом пакета акций в 19,5%.	
	ОАО «Нижневартовское НП»				1	1	1										17.05.1999 г., Нижневартовск	100% акций ОАО «РН Холдинг» 100% акций ПАО «НК «Роснефть»	
	АО «Нижневартовское НП»										1	1	1	1	1	1	17.05.1999 г., Нижневартовск	100% акций ПАО «НК «Роснефть» Правопреемник ОАО «Нижневартовское НП»	
	ОАО «Самотлорнефтегаз»				1	1	1										17.05.1999 г., Нижневартовск	100% акций ОАО «РН Холдинг» 100% акций ПАО «НК «Роснефть»	
	АО «Самотлорнефтегаз»											1	1	1	1	1	17.05.1999 г., Нижневартовск	100% акций ПАО «НК «Роснефть» правопреемник ОАО «Самотлорнефтегаз»	
	ОАО «ТНК-Нягань»				1												06.09.1999 г., Нягань		
	ОАО «РН-Няганьнефтегаз»										1	1					06.09.1999 г., Нягань	100% акций ОАО «РН Холдинг» правопреемник ОАО «ТНК-Нягань»	
	АО «РН-Няганьнефтегаз»																06.09.1999 г., Нягань	100% акций ПАО «НК «Роснефть» правопреемник ОАО «РН-Няганьнефтегаз»	
	ОАО «Корпорация «Югра-нефть»																	14.11.91 г., Нижневартовск	100% акций ОАО «РН Холдинг» 100% акций ПАО «НК «Роснефть»
	АО «Корпорация «Югра-нефть»																	14.11.91 г., Нижневартовск	правопреемник ОАО «Корпорация «Югра-нефть» 100% акций ПАО «НК «Роснефть»
	ООО «Нафта-Юганск»																	02.05.2006 г., Ханты-Мансийский район, д.Согом	Правопреемник ООО «ИНТЕРНАФТА АСКО»

Продолжение таблицы 2.4

Холдинг	Нефтедобывающая компания, предприятие	Годы											Дата и место регистрации	Примечания				
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020			2021			
ОАО «ТНК-ВР Холдинг»	ОАО «Сургутнефтегаз»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	06.05.1993 г., Сургут	До 29.07.91 - ПО «Сургутнефтегаз» В 2019 г. лицензии переоформлены на ПАО «Сургутнефтегаз»	
	ПАО «Сургутнефтегаз»															06.05.1993 г., Сургут		
	Итого	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
	Группа ТНК																	96% акций в ТНК-ВР Холдинг ТНК-ВР в равных долях принадлежали британской ВР и консорциуму российских акционеров ААР («Альфа-групп», «Ренова», Access Industries). В 2013 году Роснефть приобрела компанию «ТНК-ВР» - и долю ВР, и долю российских участников, а ВР стала вторым по значимости крупнейшим акционером «Роснефти» с объемом пакета акций в 19,5%.
	ОАО «Тюменская НК»															09.08.95 г.	100% акций	
	ОАО «Тюменнефтегаз»	1														07.10.93 г., Тюмень	100% акций. Входит в целевое дочернее общество ООО «ТНК-Уват»	
	ОАО «Нижневартовское НП»	1	1	1												17.05.99 г., Нижневартовск	100% акций	
	ОАО «Самотлорнефтегаз»	1	1	1												17.05.99 г., Нижневартовск	100% акций	
	ОАО «ТНК-Нягань»	1	1	1												02.09.99 г., Нягань	100% акций	
	ОАО «Корпорация «Югранефть»	1	1	1												14.11.91 г., Нижневартовск	80% акций	
	ООО «ТНК-ВР Технологии»	1	1	1												25.08.2005 г., Тюмень	Входит в целевое дочернее общество ООО «ТНК-Уват»	
	ООО «Нафта-Юганск»	1	1	1												02.05.2006 г., Ханты-Мансийский район, д.Согом	Входит в целевое дочернее общество ООО «ТНК-Уват»	
	ООО «Юганск-Нафта»	1	1	1												03.05.2006 г., Ханты-Мансийский район, д.Согом	Входит в целевое дочернее общество ООО «ТНК-Уват»	
ООО «Полуньяское»	1	1	1												07.10.2008 г., Тюмень	Правопреемник ОАО «Юменнефтегаз» Входит в целевое дочернее общество ООО «ТНК-Уват». 100% акций ОАО «ТНК-ВР Холдинг»		
ООО «Тарховское»	1														01.10.2008 г., Нижневартовск			
ООО «Пульгальинское»	1	1	1												07.10.2008 г., Тюмень	Правопреемник ООО «ТНК-ВР Технологии». Входит в целевое дочернее общество ООО «ТНК-Уват»		

Продолжение таблицы 2.4

Холдинг	Нефтедобывающая компания, предприятие	Годы											Дата и место регистрации	Примечания	
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020			2021
ОАО «ТНК-ВР Холдинг»	ООО «Малосикторское»	1												06.04.2009 г., Тюмень	Правопреемник ООО «ТНК-ВР Технологии»
	ОАО «Малосикторское»		1											15.10.2010 г., Нижневартовск	Учредитель ОАО «ТНК-ВР Холдинг»
	ООО «Южно-Гавриковское»	1	1	1										06.04.2009 г., Тюмень	100 % акций ОАО «ТНК-ВР Холдинг», Правопреемник ООО «ТНК-ВР Технологии», Входит в целевое дочернее общество ООО «ТНК-Уват»
	ООО «Северо-Варьганское»		1	1										29.12.2010 г., Нижневартовск	100 % акций ОАО «Варьганнефтегаз»
	ОАО «Ермаковское»		1	1										29.12.2010 г., Нижневартовск	100 % акций ОАО «ТНК-ВР Холдинг»
	ООО «Западно-Никольское»													27.12.2012 г., Нижневартовск	100 % акций ОАО «ТНК-ВР Холдинг»
	ООО «ТНК-Уват»													28.12.2000 г., Тюменская обл., село Уват	100 % акций ОАО «ТНК-ВР Холдинг»
	Группа Сиданко													07.07.2000 г., Нижневартовск	98% акций в ТНК-ВР Холдинг
	ООО СП «Ваньган-нефть»	1	1	1										23.03.1992 г., Москва	100% акций
	ООО «Черногорское»													24.05.93 г., Радужный	94% акций
ОАО «Варьганнефтегаз»	1	1	1										13.10.99 г., Н-Вартовск; р-н	100% акций	
ОАО «ТНК-Нижневартовск»	1	1	1												
Итого		16	16	14	0										
50% акций ПАО НК «Роснефть», 50% акций ПАО НК «Газпром нефть», ПАО НК «Славнефть»	ОАО «НГК «Славнефть»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1994 г.	Российско-белорусская ВИНК, основана в 1994 г. В 2003 г. куплена ТНК и Сибнефтью. Общество на паритетных условиях контролируется ОАО «Газпром нефть» и ТНК-ВР.
	ПАО «НГК «Славнефть»														Правопреемник ОАО «НГК«Славнефть» с апреля 2019 г.
	ОАО «Славнефть-Мегглоннефтегаз»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23.09.96 г., Мегглон	56,42% акций ОАО «НГК «Славнефть»
	ПАО «Славнефть-Мегглоннефтегаз»														Правопреемник АО ОТ «МегглонНГ» (12.04.93 г.)
	ОАО «Славнефть-Мегглоннефтегазгеология»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23.09.96 г., Мегглон	Правопреемник ОАО «МегглонНГ»
ОАО «Аригольнефтегеология»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	24.06.96 г., Мегглон	Правопреемник ГП «Мегглоннефтегазгеология»	
													19.04.99 г., п.Ваховск	Дочернее предприятие ОАО «Славнефть-Мегглоннефтегазгеология»	

Продолжение таблицы 2.4

Холдинг	Нефтедобывающая компания, предприятие	Годы										Дата и место регистрации	Примечания					
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019			2020	2021			
50% акций ПАО НК «Роснефть», 50% акций ПАО НК «Славнефть»	ОАО «Обьнефтегаз геология»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	25.03.96 г., Сургут	
	ООО «Узуннефть»																14.09.99 г., Москва	С 2001 г.- в составе НК «Славнефть»
	ООО «Шебурское»																14.09.99 г., Москва	С 2001 г.- в составе НК «Славнефть»
	ООО «Славнефть-Нижневартовск»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	28.12.2000 г. Нижневартовск	ОАО «НГК «Славнефть» - 99,985% акций, ЗАО «Славнефть» - 0,015% акций. Доверие предприятие ОАО «НГК Славнефть» с конца 2001 г., в которую вошли ООО «Узуннефть», ООО «Шебурское», часть участков НГК «Славнефть»
	ООО «Западно-Новомодельное»	1	1														07.02.2008 г. Нижневартовск	Учредитель ООО «Славнефть-Нижневартовск»
	ООО «Южно-Сарлаковское»	1	1														07.02.2008 г. Нижневартовск	Учредитель ООО «Славнефть-Нижневартовск»
	ЗАО «Обьнефтегеология»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	02.02.93 г., Сургутский р-н	С конца 2001 года - в составе ОАО «НГК Славнефть». 100% акций ОАО НГК «Славнефть»
	ООО «Северо-Асомкинское»			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	25.07.2011 г., Нижневартовск	100 % акций ЗАО «Обьнефтегеология» лицензия переоформлены на Славнефть-Нижневартовск на 01.11.2019г.
	ОАО «Соболь»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	26.09.2002 г., Нижневартовский район, п.Покур	Правопреемник СП ОАО «Соболь»
	Итого	9	9	8	8	8	8	8	7	7	7	7	6	5	5	5		
ПАО АНК «Башнефть»	ОАО АНК «Башнефть»	1	1	1	1	1	1										13.01.95 г., Уфа	ОАО АФК «Система» - 50,1%; ЗАО «Система-Инвест» - 25,24%; ОАО «Система-Финанс» - 0,09%; акции, находящиеся на балансе дочерних обществ - 3,65%; прочие юридические лица, в т.ч. номинальные держатели - 17,17%; физические лица - 3,75% пакета в 50,075 % акций ПАО «Башнефть»
	ПАО АНК «Башнефть»							1									13.01.95 г., Уфа	ОАО АНК «Башнефть» приобрела 100% акций ООО «Бурнефтегаз», владеющего 100-процентными дочерними компаниями ООО «Соровскнефть» и ООО «Тортасинскнефть»
	ООО «Соровскнефть»							1	1	1	1	1	1	1	1	1	30.11.2007 г., Тюмень	
	ООО «Тортасинскнефть»							1	1	1	1	1	1	1	1	1	03.12.2007 г., Тюмень	
Итого	1	1	1	1	3	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0			
ПАО НК «РуссНефть»	ОАО «Нефтегазовая компания «РуссНефть»					1											17.09.2002 г., Москва	Президент Гулериев Михаил Сафарбекович
	АО «Нефтегазовая компания «РуссНефть»						1	1									Москва	Правопреемник ОАО «Нефтегазовая компания «РуссНефть». Президент Гордеев Олег Георгиевич
	ПАО «Нефтегазовая компания «РуссНефть»																	Правопреемник АО «Нефтегазовая компания «РуссНефть». Президент Гордеев Олег Георгиевич
	ПАО «Нефтегазовая компания «РуссНефть»																	ПАО «Нефтегазовая компания «РуссНефть». Президент Гордеев Олег Георгиевич

Продолжение таблицы 2.4

Холдинг	Нефтедобывающая компания, предприятие	Годы												Дата и место регистрации	Примечания		
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021				
ПАО НК «РусНефть»	ОАО «Варьеганнефть»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	11.05.93 г., Радужный	38.15% акций (по данным СМИ)
	ПАО «Варьеганнефть»															11.05.93 г., Радужный	38.15% акций (по данным СМИ)
	ООО «Ново-Аганское»	1	1	1	1											26.11.03 г., Радужный	Дочернее предприятие ОАО «Варьеганнефть» (100% акций)
	ООО «Калиновое»	1	1	1	1											25.11.03 г., Радужный	Дочернее предприятие ОАО «Варьеганнефть»
	ООО «Валюнинское»	1	1	1	1	1										25.11.03 г., Радужный	Дочернее предприятие ОАО «Варьеганнефть»
	ООО «Нягань-Ойл»	1														19.04.01 г., пгт. Октябрьское	51% акций (по данным СМИ)
	ЗАО «Нягань-Ойл»		1													29.09.2010 г., Нягань	51% акций - ОАО НК «Руснефть», 49% акций - Bezak Enterprises Limited
	ЗАО «Арчнефтегеология»	1	1													17.02.02 г., пгт. Октябрьское	
	СТ ЗАО «Голойл»	1	1	1	1	1	1	1								08.12.95 г., Москва	51% акций ОАО НК «Руснефть», 49% - Компания с ограниченной ответственностью «Сигула Холдинг Лимитед»
	ООО «СП «Черногорское»	1	1													23.03.92 г., Москва	51% акций (по данным СМИ)
	ЗАО «Черногорское»			1	1	1	1	1								06.02.2012 г., пгт. Новооганск	51% акций - ОАО «НК «Руснефть», 49% акций - Компания с ограниченной ответственностью «Мерапи Холдинг Лимитед»
	ОАО «НАК «Аки-ОТыр»	1	1	1	1	1	1	1	1							09.01.1996 г., Ханты-Мансийск	51% акций - ОАО «НК «Руснефть», 49% акций - Компания с ограниченной ответственностью «Шаман Инвестментс Лимитед»
	ОАО «Мохтикликнефть»	1	1	1	1	1	1	1								07.12.99 г., Нижневартовск	51% акций (по данным СМИ)
	ООО «Белые ночи»	1	1	1	1	1	1	1								23.03.93 г., Радужный	51% акций - ОАО «НК «Руснефть», 49% акций - Компания с ограниченной ответственностью «Тайлор Инвестментс Лимитед»
	ООО «Западно-Малобальское»	1	1	1												24.06.02 г., Нефтеюганск	По материалам прессы Руснефть куплены 50% акций компании «ЗМБ», 50% акций принадлежит венгерской MOL Group
	ОАО МПК «Аганнефтегазгеология»	1	1	1	1	1	1	1								28.05.98 г., Нижневартовск	В составе Руснефти с мая 2005 г. 51% акций (по данным СМИ). Лицензии переоформлены на АО НК «Руснефть»
ЗАО «Ханты-Мансийская нефтяная компания»					1	1									03.09.99 г., Х-Мансийск	100% акций ОАО «НАК «Аки-ОТыр»	
ЗАО «Назымская НГРЭ»					1	1	1	1							06.10.97 г., Х-Мансийск	100% акций ОАО «НАК «Аки-ОТыр»	
ООО «Алатау-б»															Ханты-Мансийск	с августа 2019 г. уч-ль ПАО «НК Руснефть» 100%	
Итого		12	12	10	9	11	10	8	3	2	3	3	3	1	1		

Продолжение таблицы 2.4

Холдинг	Нефтедобывающая компания, предприятие	Годы											Дата и место регистрации	Примечания		
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020			2021	
ПАО «ГАЗПРОМ»	ПАО «Газпром нефть»	ОАО «Газпром нефть»			1									01.06.2006 г., Санкт-Петербург	В 2013 году лицензия на Южно-Кияминский участок была переоформлена с ООО «Газпром нефть» на ОАО «Газпром нефть», затем с ОАО «Газпром нефть» на ООО «Газпромнефть-Хантос». Правопреемник ОАО НК Сибнефть, 95.68% акций ОАО «Газпром»	
		ПАО «Газпром нефть»						1						01.06.2006 г., Санкт-Петербург		
		ООО «Карабашские-6»								1				20.02.2019 г., Тюмень	Уч-ль ПАО «Газпром нефть». Управляющая организация ООО «Газпромнефть-Гео»	
		ООО «Технологический центр «Бажен»									1			06.07.2018 г., Ханты-Мансийск	Уч-ль ПАО «Газпром нефть»	
		ООО «Газпромнефть-Технологические партнерства»												Ханты-Мансийск	Переоформлены лицензии ООО «Технологический центр Бажен» в декабре 2020 г.	
		ООО «Газпромнефть-Пальян»										1		19.06.2019 г., Ханты-Мансийск	Уч-ль ООО «Технологический центр Бажен»	
		ООО «Газпромнефть-Салым»										1		17.07.2019 г., Сургут	Уч-ль ООО «Технологический центр Бажен» 99,9%	
		ООО «Салямский-2»											1		26.06.2019 г., Х-Мансийск	Уч-ль ООО «Газпромнефть-Хантос» 99,9%
		ОАО «НК «Магма»		1	1	1									11.02.92 г., Нижневартовск	96,1861% акций ОАО «Газпром нефть», 3,8139% - ООО «Заморская компания»
		ЗАО «Сибирская геологическая компания»		1	1	1									28.05.2007 г.	В 2013 г. ОАО «Газпром нефть» продала СИБГЕКО компании GeGeo Holdings, которая впоследствии была приобретена компанией Zolnav
		ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		05.03.2008 г., Ноябрьск	ОАО «Газпром нефть» - 99%, ООО «Газпромнефть-финанс» - 1%. Правопреемник ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз»
		ООО НК «Сибнефть-Югра»		1	1										06.02.01 г., Х-Мансийск	С конца 2001 г. - правопреемник АНК «Югра нефть»
		ООО «Заполярье нефть»		1	1	1	1	1	1	1	1	1			08.07.03 г., Ноябрьск	100% акций ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
		ООО «Сибнефть-Хантос»														Переименован на ООО «Газпромнефть-Хантос»
ООО «Газпромнефть-Хантос»		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		09.02.2005 г., Ханты-Мансийский р-он, д. Шапша	Правопреемник ООО «Сибнефть-Хантос». 100% акций ОАО «Газпром нефть»		
ООО «Алатау-7»													Ханты-Мансийск	лицензия переоформлена в декабре 2020 г. на ООО «Газпромнефть-Хантос»		
ООО «Газпромнефть-Ангара»										1	1		11.12.2007 г., Ноябрьск	100% акций ОАО «Газпром нефть»		

Продолжение таблицы 2.4

Холдинг	Нефтедобывающая компания, предприятие	Годы											Дата и место регистрации	Примечания		
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020			2021	
ПАО «ГАЗПРОМ»	ООО «Газпром трансгаз Сургут»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23.01.2008 г., Сургут	Правопреемник ООО «Сургутгазпром» 100% акций ОАО «Газпром»
	ООО «Газпром трансгаз Югорск»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	24.01.2008 г., Югорск	100% акций ОАО «Газпром»
	ООО «Газпром ПХГ»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	30.09.2007 г., Московская область, Ленинский район, пос. Газопровод	Правопреемник ООО «Газпром ПХГ-Тюмень» 100% акций ОАО «Газпром»
	Итого	7	9	9	8	5	6	6	6	6	7	9	9			
ПАО «НОВАТЭК»	АО «Еврогэз»														22.02.2018 г., Тарко-Сале	С 2018 в составе ПАО «НОВАТЭК»
	АО «НОВАТЭК-Пур»														20.11.2018 г., Салехард	Переоформлены лицензии АО «Еврогэз»
АО «Независимая нефтяная компания»	АО «НК «Коданефть»														Ханты-Мансийск	С 2017 г. в составе ПАО «НК «Роснефть»
	ОАО «ЕвроГЭК»														13.01.95 г., Уфа	
	Итого															
Совместные предприятия ВИНКов																
50% акций ПАО «Газпром нефть» 50% - Шелл Салым Девелопмент Б.В.	Салым Петролеум Девелопмент Н.В.				1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Нидерланды, 1998	50% акций ОАО «Газпром нефть», 50% - концерн Royal Dutch Shell
	ПАО «Газпром нефть» 50% - ПАО «НК «Роснефть»														28.06.95 г., Стрежевой	50% акций ООО «Газпромнефтефинанс», 50% - ООО «Нефть актив»
50% акций ПАО «Газпром нефть» 50% - ПАО «НК «Роснефть»	АО «Томскнефть» ВНК														28.06.95 г., Стрежевой	50% акций ООО «Газпромнефтефинанс», 50% - ООО «Нефть актив»
50% акций ООО «Газпромнефть-Нефтесервис», 50% - Shell Exploration and Production (LXVI) B.V.	ЗАО «Ханты-Мансийский нефтегазовый союз»														10.06.2013 г., Санкт-Петербург	50% акций ООО «Газпромнефть-Нефтесервис», 50% - Shell Exploration and Production (LXVI) B.V.
50% акций ПАО «Газпром нефть», 50% - Repsol	АО «Еврогэз-Югра»														25.12.2006 г., Москва, г.Москва, ул.Народного Ополчения д.38, корп.3	50% акций ПАО «Газпром нефть», 50% - Repsol
	ООО «АСЬ ГЕО»															
	Итого				2	2	2	2	2	3	3	3	3	3		
	Итого ВИНК	52	53	48	48	48	48	48	44	38	36	40	40	40		

Продолжение таблицы 2.4

Холдинг	Нефтедобывающая компания, предприятие	Годы										Дата и место регистрации	Примечания	
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019			2020
	ООО «Геологоразведочная компания «Арчнфорт»	1	1	1									03.10.03 г., Нягань	Дочернее предприятие Арчнфортгеология
	ООО «Белые ночи»												23.02.96 г., Москва	С конца 2004 года - в составе Русснефть
ООО МКД-групп	ООО «Квантум Ойл»	1	1	1									13.09.01 г., Н-Вартовский р-н, р.п. Излучинск	Дочернее предприятие Квантум Петролеум (передача прав). С октября 2005 в составе ООО «МКД-групп»
	ООО «Фобос-Нефть»	1	1	1	1	1							10.06.2008 г., Н-вартовский р-он, р.п. Излучинск	Дочернее предприятие ООО «Квантум-Ойл»
	ОАО «ИНГА»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	22.09.98 г., Ханты-Мансийск	Правопреемник ОАО «КИНЭС» 100% акций ООО «РУСПЕТРО»
	ООО «Ляминек-нефть»	1	1	1	1	1							03.05.2006 г., Ханты-Мансийский район, п.Шалша	Дочерняя компания ООО «Интер Нафта Аско»
	ООО «Иртыш-нефть»	1	1	1	1	1							03.05.2006 г., Ханты-Мансийский район, п.Луговской	100% акций Компания «Сувилл Инвестментс Лимитед»
	ЗАО «Континентальная геофизическая компания»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15.03.99 г., Ханты-Мансийск	100% акций ЗАО «Холдинговая компания «ГЕОТЕК» (IG Seismic Services PLC (IGSS))
	ООО «Белгео»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	31.12.2004 г., Ханты-Мансийск	Дочернее предприятие ЗАО «Континентальная геофизическая компания»
	ООО «Коллоторнефть»	1											03.08.2006 г., Ханты-Мансийск	Дочернее предприятие ЗАО «Континентальная геофизическая компания»
	ОАО «Гранс-Ойл»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12.10.01 г., г Нягань	Дочернее предприятие ГУП ХМАО КраснотуринскНГП - передача прав, 100% акций ООО «РУСПЕТРО»
	ООО «КНГ - добыча»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	30.12.2003 г., Кондинский р-он, пгт Междуреченский	Правопреемник ООО «НК «Красноленинскнефтегаз»
	ЗАО «Каюм Нефть»												09.12.2010 г., Нягань	51% акций - ООО «ОПТИМА» (100% акций Venito Holding LTD), 49% акций - компания Corewell Limited
	ОАО «НК «Магма»	1											11.02.92 г., Нижневартовск	95 % акций принадлежит прибору Sibig Energy В 2009 г. ОАО «Газпром нефть» приобрела Sibig Energy вместе с ОАО НК «Магма». С 2011 в составе ОАО «Газпром нефть»

Продолжение таблицы 2.4

Холдинг	Нефтедобывающая компания, предприятие	Годы										Дата и место регистрации	Примечания	
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019			2020
	ОАО «Негуснефть»	1	1	1	1	1	1						16.09.92 г., Радужный	Основные акционеры: Vascade Holdings Limited - 24,06%, ЗАО «Интерсервисинвест» - 20%, ЗАО «Синтезморфгаз» - 19,93%, ЗАО «ТСЛ Интернейшл» - 19,34%
	ООО «Колоторы»	1	1										08.10.2007 г., Радужный	Дочернее предприятие ОАО «Негуснефть»
	ОАО «Нефтебурсервис»	1	1	1	1	1							11.06.97 г., Нижневартовск	переоформлены в 2017 на ООО НБС
	ООО «НБС»							1	1	1	1		Нижневартовск, ул. 9П, дом 33	уч-ли ООО «Нефтебурсервис» -51%, ООО «Пылинское» -49%, в 2021 году переоформлена на ООО «Технологическая компания»
	ООО «Пылинское»			1	1	1	1	1	1	1	1		21.05.2009 г., Нижневартовск	100% акций ООО «НБС» в 2021 году переоформлена на ООО «Технологии партнерства»
	ООО «Технологическая компания»												Москва, проспект Вернадского, д.8А, оф. 15	100% акций ООО «НБС» и ООО «Пылинское» в 2021 году переоформлена на ООО «Технологии партнерства»
	ЗАО «СИНКО-Нижневартовское НП»	1	1										10.01.2000 г., Нижневартовск	Правопреемник ОАО «СИНКО»
	ЗАО «СибинвестНафта»	1	1		1	1		1	1	1	1		14.08.96 г., Тюмень	Правопреемник АОЗТ «СибИнвестНафта»
	ЗАО «Сибирская геологическая компания»	1	ОАО «Газпром нефть»	1	1	1	1	1	1	1	1		15.11.99 г., Н-Вартовск	Восстановлена лицензия в 2017 г. Дочерняя компания Zoltav
	ЗАО «Ханты-Мансийская нефтяная компания»	1	1	1									03.09.99 г., Х-Мансийск	Правопреемник ОАО «СИНКО»
	ЗАО «Назымская НГРЭ»	1	1	1									06.10.97 г., Х-Мансийск	Приобретение имущества предприятия-банкрота - ЗАО «Хантымансийскнефтехант» 90% акций ЗАО «Ханты-Мансийская промышленная группа», 10% - Жуков Юрий Владимирович 50% - Шелл Салым Девелопмент Б.В., 50% акций ОАО «НК «ЭВИХОН»
	Салым Петролеум Девелопмент Н.В.	1	1	1									Нидерланды, 1998	50% - Шелл Салым Девелопмент Б.В., 50% акций ОАО «НК «ЭВИХОН»
	ГП ХМАО-Югры «Тендерресурс»	1	1	1									04.02.2005 г., Ханты-Мансийск	Правопреемник ГП ХМАО Тендерресурс
	ООО «Северо-Вайское»	1											22.10.2008 г., Ханты-Мансийск	Учредитель ГП ХМАО-Югры «Тендерресурс»
	ООО «Средневайское»	1											22.10.2008 г., Ханты-Мансийск	Учредитель ГП ХМАО-Югры «Тендерресурс»
	ООО «Крестовское»	1											24.01.2008 г., Ханты-Мансийск	Учредитель ГП ХМАО-Югры «Тендерресурс»
	ООО «Западно-Туканское»	1											Ханты-Мансийск	Учредитель ГП ХМАО-Югры «Тендерресурс»
	ООО «Туканское»	1											Ханты-Мансийск	Учредитель ГП ХМАО-Югры «Тендерресурс»
	ООО «Южно-Туканское»	1											Ханты-Мансийск	Учредитель ГП ХМАО-Югры «Тендерресурс»

Продолжение таблицы 2.4

Холдинг	Нефтедобывающая компания, предприятие	Годы										Дата и место регистрации	Примечания	
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019			2020
	ЗАО «Калиновскнефть»	1	1	1	1								17.12.2007 г., Самарская область, г. Похвистнево	Правомеханик ООО «Калиновскнефть» Учредители: Маньшин В.Н. - 75%, Выропаев А.В. - 8%, Калугин А.И. - 8%, Макаренко А.Н. - 3,5%, Чернов Д.В. - 3,5%, Сафронов А.В. - 2%
	ООО «Чумпаснефтедобыча»	1	1	1	1	1	1						12.01.2005 г., г. Нижневартовск	100% акций ООО «Нефтяная геологическая компания» (Россия). В 2017 г. 99,999% акций приобрела Лукойл-Западная Сибирь
	ООО «Шамиская нефтесервисная компания»	1	1	1									21.04.1999 г., п. Междуреченский	
	ООО «Талинское»	1	1	1	1	1	1	1	1				20.04.2006 г., г. Нижневартовск	100% акций ООО «Этель». В 2019 г. 99,9% акций приобрела Лукойл-Западная Сибирь
	ООО «Бурнефтегаз»												май 2005 г., Тюмень	С участием иностранного капитала
ООО «Бурнефтегаз»	ООО «Березовскнефтегаз»	1	1										18.03.2008 г., Тюмень	Дочернее предприятие ООО «Бурнефтегаз»
	ООО «Советскнефть»	1	1	1									14.03.2008 г., Тюмень	Дочернее предприятие ООО «Бурнефтегаз»
	ООО «Соровскнефть»	1	1	1	1								30.11.2007 г., Тюмень	Дочернее предприятие ООО «Бурнефтегаз»
	ООО «Торатинскнефть»	1	1	1	1								03.12.2007 г., Тюмень	Дочернее предприятие ООО «Бурнефтегаз»
	ООО «Синко-Ресурс»	1	1										16.04.2003 г., Тюмень	Дочернее предприятие ОАО «Синко»
	ЗАО «Транс Нафта»												28.02.1997 г., Москва	
	ООО «ТрансНафта добыча»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	04.12.2006 г., Москва	Дочернее предприятие ЗАО «Транс Нафта»
	ЗАО «ЕвроТЭК»	1	1										2004 г., Ндым	100% акций принадлежит французским частным лицам
	ОАО «ЕвроТЭК»			1	1	1							08.07.2011 г., Салехард	Компания с ограниченной ответственностью «Евроспец (Сайпрус) Лимитед» (Кипр) + частные акционеры
	ЗАО «Евротэк-Югра»	1	1	1	1	1							25.12.2006 г., Москва	Дочернее предприятие ЗАО «ЕвроТЭК» 74,9% акций - ЗАО «Евротэк», 25,1 % акций - ЗАО «Сибинвест»
	АО «Евротэк-Югра»					1							25.12.2006 г., Москва	Дочернее предприятие ЗАО «ЕвроТЭК» 74,9% акций - ЗАО «Евротэк», 25,1 % акций - ЗАО «Сибинвест»
АО «Евротэк-Югра»	ООО «Репсол Е энд П Евразия»												05.04.2010 г., г. Москва	Дочернее предприятие АО «Евротэк-Югра» 51% - АО «Евротэк-Югра», 49% - «REFSOL EXPLORACION S.A.» (Испания)
	ООО «Триас»	1	1	1									10.04.2006 г., Тюмень	
	ООО «НПО Волгахимэкспорт»	1	1										12.01.2006 г., Самара	

Продолжение таблицы 2.4

Холдинг	Нефтедобывающая компания, предприятие	Годы										Дата и место регистрации	Примечания	
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019			2020
	ООО «Газресурс»	1											16.03.2007 г., Ханты-Мансийск	
	ООО «Георазвитие»	1											16.03.2007 г., Ханты-Мансийск	
	ООО «Обская геологическая компания»	1	1	1	1								20.12.2006 г., Нижневартовск	90% акций - Кузнецова Светлана Владимировна, 10% - Солодов Александр Владимирович
	ООО «Конданефтегаз»	1	1										2004 г., Ханты-Мансийск	Учредитель компании Key Brokettege. 75% акций принадлежит американской компании Sibegan Energy Group, Inc
	ООО «НефтеБигум»	1	1										Тюмень	
	ООО «Разработка Нефтяных Месторождений»	1	1	1									Нягань	
	ООО «Терминал Петролеум»	1	1										Курган	
	ООО «Новые нефтяные технологии Северо-Запад»	1	1										Санкт-Петербург	
	ООО «НефтьПромСервис»	1	1	1									Москва	
	ООО «Кумская нефть»	1	1	1	1								31.03.2008 г., Нижневартовск	25,01% акций - ЗАО «Нефтемонгажспецстрой», 25,12% - Скориков Петр Васильевич, 16,5% - Зайганов Виктор Александрович, 13,65% - Шарычев Владимир Михайлович, 13,65% - Пуставая Мария Шарифуловна, 6,07% - Захаров Аркадий Петрович
	ООО «Пласт»	1	1	1									Нижневартовск	Дочернее предприятие ЗАО «Нефтемонгажспецстрой»
	ООО «Лига-Ойл»	1	1	1									Москва	
	ОАО «Технефтьинвест»												19.04.2007 г., Тюмень	
	ООО «Конданефть»	1	1										2007 г., Сургут	Учредитель компании ОАО «Сургутнефтегаз» (2007 г.). В 2007 году ОАО «Технефтьинвест» приобрел компанию у ОАО «Сургутнефтегаз»
	ОАО «НК «Конданефть»			1	1	1							09.06.2012 г., Москва	100% акций ООО «Конданефть»
	АО «НК «Конданефть»					1							Ханты-Мансийск	Переименован в соответствии с ч.1 ГК РФ 100% акций ОАО «Банк ВТБ»
	ООО «Салымнефть»	1	1	1	1	1							29.01.2008 г., Ханты-Мансийск	Учредитель ОАО «Технефтьинвест»
	ООО «Карабашнефть»	1											Ханты-Мансийск	

Продолжение таблицы 2.4

Холдинг	Нефтедобывающая компания, предприятие	Годы											Дата и место регистрации	Примечания
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020		
	ООО «Предуральскнефть»	1	1	1									24.10.2008 г., Ханты-Мансийск	51% - ООО «НК «Союз», 49% - ООО «Нефтепроект-минвест»
	ООО «Туран Сиб»	1	1	1	1								Нягань	
	ООО «Вельс»	1											Пермь	
	ООО «Пермь Гео»	1											Пермь	
	ОАО «Независимая ресурсная компания»	1	1	1									Москва	
	ООО «Онтонефть»	1	1	1									Нижневартовск	Дочернее предприятие ООО «Газресурс»
	ООО «Юганский 44»	1	1	1	1								02.12.2008 г., Ханты-Мансийск	100% акций компания «Логитек Менеджмент С.А.»
	ООО «Юльск-Нефть»	1											Ханты-Мансийск	Дочернее предприятие ООО «Георазвитие»
	ООО «ИнвестГеолТехнологии»	1	1	1	1								19.12.2007 г., Москва	
ЗАО «Русь-Ойл»	ООО «Техойл»	1	1	1	1	1	1						17.04.2008 г., Москва	100% акций «Дриплер Инвестментс Лимитед» с 2017 переоформлены лицензии на ООО Ингольский 2 и ООО Юганский 22
	ООО «Ингольский 2»						1	1	1	1	1		107564, г. Москва, ул. Краснобогатярская, дом 2, строение 1, каб. 40	
	ООО «Юганский 22»						1	1	1	1	1		107564, г. Москва, ул. Краснобогатярская, дом 2, строение 1, каб. 39	
	ООО «Евро Союз-ХМАО»	1	1	1	1	1	1	1					01.08.2007 г., Республика Коми, г. Ухта	В ноябре 2013 г. компания приобрела ЗАО «Русь-Ойл». В 2018 переоформлены лицензии на ООО Тауровское, ООО Тауровский участок, ООО Северо-Котлыгганский
	ООО «Тауровское»							1	1	1	1		119361, г. Москва, ул. Б.Очаковская, д. 47А, строение 1, каб. 228	
	ООО «Тауровский участок»							1	1	1	1		105523, г. Москва, Шелковское шоссе, д. 100, корпус 108, каб. 65	
	ООО «Северо-Котлыгганский»							1	1	1	1		107023, г. Москва, переулок Мажоров, д. 14, строение 1, каб. 132	

Продолжение таблицы 2.4

Холдинг	Нефтедобывающая компания, предприятие	Годы											Дата и место регистрации	Примечания			
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020			2021		
	ООО «Меридиан»		1	1	1	1	1	1	1					09.04.2010 г., г. Санкт-Петербург	Учредитель Губарь Анна Евгеньевна В 2013 г. компанию приобрела ЗАО «Русь-Ойл»		
	ООО «Южно-Владигорский»											1	1	1	107078, г. Москва, Орликов переулок, дом 5, строение 1, каб. 41		
	ООО «Хортица»		1	1	1	1	1							26.07.2006 г., г. Санкт-Петербург	Учредитель Гончарук Елена Владимировна В 2013 г. компанию приобрела ЗАО «Русь-Ойл» С 2017 переформлена на ООО Мулгановский		
	ООО «Мулгановский»											1	1	1	1	117393, г. Москва, ул. Профсоюзная, дом 56, каб. 77	
	ООО «Развитие Санкт-Петербурга»		1	1	1	1	1							11.02.2008 г., г. Санкт-Петербург	50 % акций - Компания «Лексвик Инвестментс Лимитед» (Республика Кипр), 50 % акций - ООО «Севапальян» (г. Санкт-Петербург) В 2013 г. компанию приобрела ЗАО «Русь-Ойл»		
	ООО «Густореченский участок»												1	1	1	107564, г. Москва, проезд Вагратионовский, д. 7, корпус 1, ком. 5	
	ОАО «Тендерресурс»				1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	17.05.2013 г., Ханты-Мансийск	100% акций ООО «Развитие Санкт-Петербурга»
	ООО «Абазаровское»												1	1	1	20.11.2015 г., Москва	ОАО Тендерресурс 100%
	ООО «Айкаганское»												1	1	1	20.11.2015 г., Москва	ОАО Тендерресурс 100%
	ООО «Северо-Монское»															23.11.2015 г., Москва	ОАО Тендерресурс 100%
	ООО «Южно-Монское»												1	1	1	20.11.2015 г., Москва	ОАО Тендерресурс 100%
	ООО «Северо-Молодежное»												1	1	1		ОАО Тендерресурс 100%
	ООО «Октябрьское»												1	1	1	19.11.2015 г., Москва	ОАО Тендерресурс 100%
	ООО «Молодежное»												1	1	1	23.11.2015 г., Москва	ОАО Тендерресурс 100%
	ООО «Малояльское»												1	1	1	20.11.2015 г., Москва	ОАО Тендерресурс 100%
	ООО «Булковское»												1	1	1	17.12.2015 г., Москва	учр-ль Блескина С.И. - 100%
	ООО «Юганский 3»															27.09.2017 г., Москва	учр-ль ООО «Юганский 3»
	ООО «СлаваМарский»															16.12.2015 г., Москва	учр-ль Куфстей ЛТД (Кипр) - 100%
	ООО «Юганский 16»												1	1	1	16.12.2015 г., Москва	учр-ль Зиян Паск ЛТД (Кипр) - 100%
	ООО «Юганский 18»												1	1	1	16.12.2015 г., Москва	

Продолжение таблицы 2.4

Холдинг	Нефтедобывающая компания, предприятие	Годы											Дата и место регистрации	Примечания		
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020			2021	
Группа компаний ЗАО «НК «Нобель Ойл»	ООО «Юганский 19»														23.12.2015 г., Москва	учр-ль Кувфстей ЛТД (Кипр) - 100%
	ООО «Юганский 21»														23.12.2015 г., Москва	учр-ль Романова И.С. - 100%
	ООО «Западно-Мултановский»														18.12.2015 г., Москва	учр-ль Кувфстей ЛТД (Кипр) - 100%
	ООО «Торьешское»														23.11.2015 г., Москва	ОАО Тендерресуре 100%
	ООО «Рыбаловское»														20.11.2015 г., Москва	ОАО Тендерресуре 100%
	ОАО «Негуснефть»														16.09.92 г., Радулжый	АО «Регистрационная компания ЦЕНТР-ИНВЕСТ»
	ЗАО «Колванефть»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15.06.2009 г., Санкт-Петербург	99,8% акций - ЗАО «Нефтус», 0,2% - компания с ограниченной ответственностью «Годапа Энтерпрайзис Лимител»
	ООО «Геологическая разведочная сибирская компания»	1	1	1	1										04.09.2009 г., Москва	
	ООО «ГеолИнвест Добыча»	1	1	1	1										18.09.2009 г., Москва	
	ООО «Луидор»	1	1												29.07.2005 г., Москва	ООО «Управляющая компания «Флеминг Фэмилли энд Партнерс» - 99%, Левицкий Н.В. - 1%
	ООО «Хофилд»													20.08.2012 г., Москва	100 % акций ООО «Луидор» (правопреемник) учр-ли Приймак П.И.-10%, Калашник С.П. - 67,5%, Зверева Е.Е. - 22,5%	
	ООО «Внешнепром»		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	11.09.2009 г., Москва	ООО «ЭИВИ групп» (Россия) - 75%, Семкин А.В. - 10%, Тропин О.Г. - 10%, Кондратьев И.С. - 5%	
	ОАО «Сосьвапромгеология»		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	04.03.2003 г., с. Саранпауль	100 % акций ООО «Дорожно-эксплуатационное предприятие»	
	ООО «Тарховское»		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	01.10.2008 г., Нижневартовск	100% акций ООО «ТОТАЛОЙЛ» (Россия)	
	ООО «БлэкШейл»		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	01.06.2010 г., Ханты-Мансийск	35% - Табачник Я.С., 35% - Бытков С.П., 30% - Нестеров И.И.	
	ООО «Западно-Новомолежновое»													07.02.2008 г., Нижневартовск	100% акций АО «ПЕЧОРАНЕФТЕГАЗ»	
	ООО «Южно-Сардаковское»													07.02.2008 г., Нижневартовск	100% акций ВАМАРО ИНВЕСТМЕНТЭС ЛИМИТЕД (Кипр). С февраля 2019г. 99,9% акций ООО «Лукойл-Западная Сибирь»	
	ООО «Рурьганнефтегаз»													04.04.2012 г., Нижневартовск	100% акций ООО «Нефтеобитг»	
	ООО «Ингольское»													14.05.2012 г., Нижневартовск	51% акций ООО «Рурьганнефть», 49% - ООО «Рурьганнефтегаз»	

Продолжение таблицы 2.4

Холдинг	Нефтедобывающая компания, предприятие	Годы											Дата и место регистрации	Примечания			
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020			2021		
	ОАО «Научно-производственный Центр по сверхглубокому бурению и комплексному изучению недр Земли»			1											28.02.2012 г., Ярославль		
	ЗАО «ГЕОТЕК-Восточная Буровая Компания»			1											15.06.2009 г., Красноярск	100% акций ЗАО «Холдинговая компания «ГЕОТЕК» (IG Seismic Services PLC (IGSS))	
	ООО «СБК Югра»				1	1	1	1							02.12.2013 г., Москва	50% акций ЗАО «ГЕОТЕК-Восточная Буровая Компания», 50% - ООО «СБК-РИТЕЙЛ» (Россия)	
	АО «Томскнефть» ВНК	1	1		СП ВИНКОВ											28.06.95 г., Стрежевой	50% акций ОАО «НК «Роснефть», 50% - ОАО «Газпром нефть»
	ООО «Сервисная буровая компания»			1											12.01.2001 г., Ноябрьск	100% акций ОАО «РУ-Энерджи Групп» (Россия)	
	ООО «Млечный»				1	1	1	1	1						13.08.2013 г., Ноябрьск	99,9% акций ООО «Сервисная буровая компания»	
	ООО «ВАРГОВСКОЙЛ»				1	1	1	1	1						26.02.2013 г., Ноябрьск	99,99% акций ООО «Сервисная буровая компания», 0,01% - Генджалева Диана Надир Кызы	
	ООО «Югория-Нефть»				1	1	1	1	1						28.01.2011 г., Ханты-Мансийск	Учредитель Осипов Александр Григорьевич (100% акций)	
	ООО «Беймонт»				1										24.10.2012 г., Москва	99% акций Компания с ограниченной ответственностью «Беймонт Энтерпрайзс Лимитед», 1% акций - Кунгурцев С.А.	
	ООО «Западно-Сибирская нефтегазовая компания»				1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	18.07.2014 г., Москва	99% акций Компания с ограниченной ответственностью «Беймонт Энтерпрайзс Лимитед», 1% акций - Кунгурцев С.А.	
	Компания Канбайкал Ресорсез Инк.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	14.08.96 г., Альберта, Канада	100 % CanBaicalResources (подконтрольна НК «Нефтиса»)	
	ООО КАНБАЙКАЛ									1	1	1	1	1	20.10.2014 г., Сургут	99,9% акций Компания Канбайкал Ресорсез Инк. (Канада)	
	ООО «Петротэк-нефть»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	04.02.2003 г., Москва	100% акций Компания «Юнигоул Лимитед» (Кипр) Подконтрольна НК «Нефтиса»	
ОАО «НК «Нефтиса»	ООО «Западно-Малобалькское»														24.06.02 г., Нефтеюганск	НК «Нефтиса» (99% акций Компания «Домер Энтерпрайзс Лимитед» (Кипр), 1% - Ольга Прохорова (старший вице-президент ОАО «НК «Роснефть»))	
	ООО «ЮрскНефть»				1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	18.03.2014 г., Нефтеюганск	100% акций ОАО «НК «Нефтиса»	
	ООО «МОЛ-Западная Сибирь»	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	07.06.2007 г., Мегрон	100% акций Компании Эс-Эйч-Эм Севн Инвестментс Лимитед (НК «Нефтиса»)	
	ООО «Атайнефть»														08.11.2013 г., Нефтеюганск	100% акций Компании Эс-Эйч-Эм Севн Инвестментс Лимитед (НК «Нефтиса»)	

Продолжение таблицы 2.4

Холдинг	Нефтедобывающая компания, предприятие	Годы											Дата и место регистрации	Примечания			
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020			2021		
ООО «ГЕО ГЛОБАЛ ТЕХНОЛОДЖИ»	ЗАО «Ханты-Мансийский нефтегазовый союз»				1					СП ВИНКОВ						10.06.2013 г., Санкт-Петербург	50% акций ООО «Газпромнефть-Нефтесервис», 50% - Shell Exploration and Production (LXVI) B.V.
	ООО «Тоталь Разведка Разработка Тимано-Печора»				1											29.12.2006 г., Москва	100% акций Акционерное общество «Тоталь Разведка Разработка Россия»
	ООО «НПТ ЭСКО»				1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	20.05.2002 г., Москва	100% акций Гумаров Ринат Камильевич учр-ли ООО Строительная компания Дальпестрой - 60%. Белоколыгов В.Р. - 10%. Кальницкий И.А. - 30%
	ООО «Дальпромсинтез»					1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	05.06.2009 г., Ижевск	учр-ли ООО ППТ «Сомакс ППТ» - 50% ООО Нефтяной Альянс-Центр - 50%
	ООО «Сабунский»															08.12.2017г., Ижевск	учр-ли ООО Дальпромсинтез»
	ЗАО «Русская газовая компания»					1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	11.08.2004 г., Москва	уч-ли ООО ППТ «Сомакс ППТ» - 50% ООО Нефтяной Альянс-Центр - 50%
	ООО «Югра Транс-НефтьГазСтрой»					1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	06.11.2014 г., Ханты-Мансийск	учр-ль Пестов А.Н. - 100%
	ООО «НЗНП Трейд»					1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Ростов-на-Дону	ООО Вентолор Холдинг Лимитед (Кипр) - 50.1% ООО Тетеос Холдинг Лимитед (Кипр) - 14.9% ООО Санибел лимитед (Кипр) - 35%
	ООО «АСБ ГЕО»					1	1	1	1	1	СП ВИНКОВ					Москва,	уч-ли Караулов А.В.-32%, Савицкий В.Г. - 4%, Вертий А.Ф. -32%, Губерман Э. - 32%
	ООО «Карабашское 83»											1	1	1	1	Москва, проспект Комсомольский д.42 стр.1	уч-ли Караулов А.В.-32%, Савицкий В.Г. - 36%, Вертий А.Ф. -32%
	ООО «Березовское 10»											1	1	1	1	Москва, проспект Комсомольский д.42 стр.1	уч-ли Караулов А.В.-32%, Савицкий В.Г. - 36%, Вертий А.Ф. -32%
	ООО «Алатау-1»										1	1	1	1	1	Ханты-Мансийск, ул.Тихая, д. 44	
ООО «Алатау-2»										1	1	1	1	1	Ханты-Мансийск, ул.Тихая, д. 44		
ООО «Алатау-3»										1	1	1	1	1	Ханты-Мансийск, ул.Тихая, д. 44		
ООО «Алатау-4»										1	1	1	1	1	Ханты-Мансийск, ул.Тихая, д. 44		
ООО «Алатау-5»														1	Ханты-Мансийск, ул.Тихая, д. 44		
ООО «Алатау-6»										1	1	1	1	1	Ханты-Мансийск, ул.Тихая, д. 44	с августа 2019 г. уч-ль ПАО «НК Руснефть» 100%	

Продолжение таблицы 2.4

Холдинг	Нефтедобывающая компания, предприятие	Годы										Дата и место регистрации	Примечания		
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019			2020	2021
ООО «ГЕО ГЛОБАЛ ТЕХНОЛОДЖИ»	ООО «Алагуа-7»											1	1		лицензия переоформлена в декабре 2020г на ООО «Газпромнефть-Хантос»
	ООО «Алагуа-8»											1	1	1	
	ООО «Алагуа-10»												1	1	
	ООО «ЮграНефтеРазведка»											1	1	1	уч-ли Климов Ю.П.-51%, Ольферт М.П.-49%
	ООО «ЮграНефтеРазведка восток»											1	1	1	уч-ли ООО «ЮграНефтеРазведка» 100%
	ООО «ЮграНефтеРазведка запад»											1	1	1	уч-ли ООО «ЮграНефтеРазведка» 100%
	ООО «ЮграНефтеРазведка юг»											1	1	1	уч-ли ООО «ЮграНефтеРазведка» 100%
	ООО «Пульгинское»											1	1	1	100% акций Компания Миннарко Лимитед, Кипр
	ООО «ПЕТРОГЕКО»											1	1	1	Нижневартовск, ул. Самогортная, д.20
	ООО «Клевское»												1	1	Томск, р.Фрунзе,д.20 оф.314
	АО «Росгеология»											1	1	1	117246, г.Москва, ул. Херсонская, дом 43,
	ООО «СЕВЕРО-АЙКУ-РУССКИЙ»												1	1	корпус 3 115114, г. Москва, Павелецкая набережная, д. 2, строение 2,этаж 2, помещение 34а
	ООО «Урманый»												1	1	Управляющая организация ООО «Энтерпрайз Ойл Солушнс» 108841, г.Москва, г. Троицк, ул. Заречная, д. 21, пом. 1, ком. 1
	ООО «Колтогорский 5»												1	1	Управляющая организация ООО «Энтерпрайз Ойл Солушнс» 108841, г.Москва, г. Троицк, ул. Заречная, д. 21, пом. 1, ком. 1
	ООО «Матяновский»												1	1	Уч-ль ООО «ВОСТОК» 426004, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Ленина, д.45, этаж 17, оф. 1, пом. 1

Холдинг	Нефтедобывающая компания, предприятие	Годы											Дата и место регистрации	Примечания			
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020			2021		
	ООО «Куноватская нефтегазовая компания»													1	1	127083, г. Москва, ул. Мишина, д. 22, стр. 1, этаж 2, ком. 7	
	ФГБУ «ВНИГНИ»													1	1	105118, г. Москва, шоссе Энтузиастов д. 36,	региональные сейсморазведочные работы
Итого независимых (неинтегрированных) компаний		75	68	63	56	49	49	63	72	73	72	75	72	75	72		
Всего компаний-недропользователей в ХМАО – Югре		127	121	111	104	97	107	110	109	112	115	112	112				

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

■ ПАО "ЛУКОЙЛ"

■ ПАО "НК "Роснефть"

■ ПАО "Сургутнефтегаз"

■ ПАО "НГК "Славнефть"

■ ПАО "АНК "Башнефть"

■ ПАО "Газпром"

■ ПАО НК "РуссНефть"

Совместные предприятия ВИНКов

■ Салым Петролеум Девелопмент Н.В.

■ АО "Томскнефть ВНК"

■ ЗАО "Ханты-Мансийский нефтегазовый союз"

■ АО "Евротэк-Югра"

■ Прочие недропользователи

Существенная доля добычи (81,5 %) принадлежит трем вертикально интегрированным компаниям: группе компаний в составе ПАО «НК «Роснефть» (в составе с ПАО «АНК «Башнефть») (46,5 %), ПАО «Сургутнефтегаз» (21 %), компаниям в составе ПАО «ЛУКОЙЛ» (14 %).

Компании совместных предприятий ВИНКов (Шелл Салым Девелопмент и Томскнефть) добывают 4 % от суммарной годовой добычи округа. Добыча мелких и средних компаний в структуре годовой добычи нефти ХМАО – Югры составила около 1,7 %.

На рис. 2.15 приведена диаграмма распределения добычи нефти, произведенной мелкими и средними компаниями-недропользователями в 2020 г.

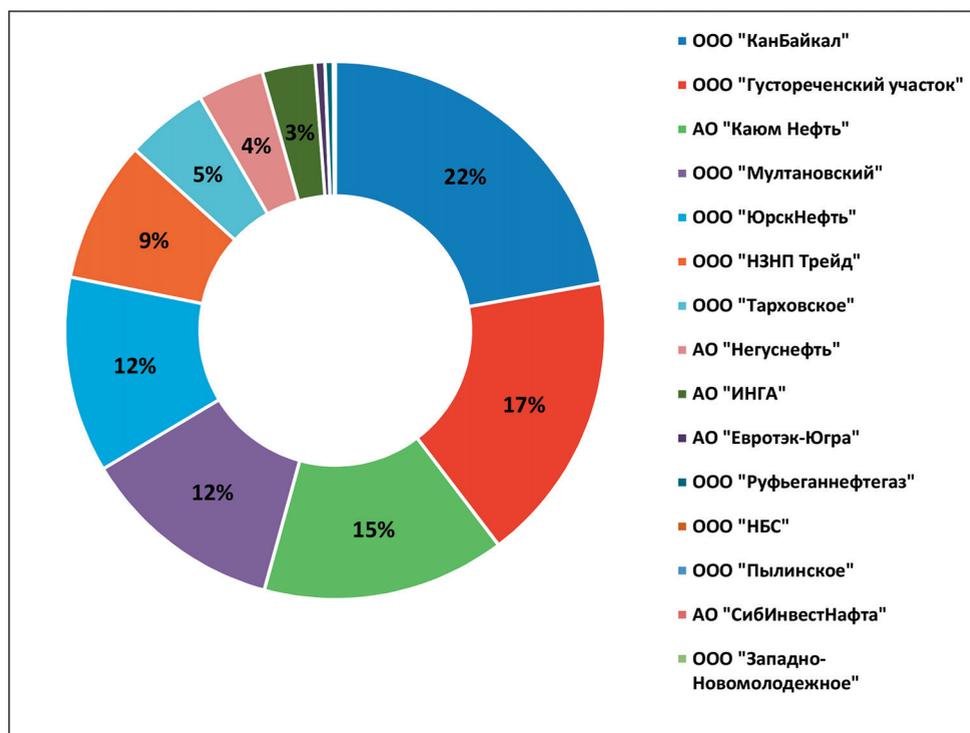


Рис. 2.15. Добыча нефти в 2020 г. независимыми недропользователями на лицензионных участках ХМАО – Югры

2.6. Изменения в реестре лицензий на право пользования недрами в 2021 году

Согласно официальной статистике, предоставляемой Отделом геологии и лицензирования Департамента по недропользованию по Уральскому ФО по ХМАО – Югре по состоянию на 01.07.2021 г., на территории автономного округа действует **587 лицензий на право пользования недрами**, из них:

- **132 лицензии** на геологическое изучение с целью поисков и оценки углеводородного сырья, в том числе **6 лицензий** – на геологическое изучение, поиск и оценку нижележащих горизонтов разрабатываемых месторождений, **9 лицензий** на геологическое изучение флангов разрабатываемых месторождений, **3 лицензии** на геологическое изучение за счет федеральных средств;
 - **144 лицензии** на геологическое изучение, поиск, разведку и добычу («совмещенные лицензии»);
 - **310 лицензий** на добычу нефти и газа;
 - **1 лицензия** на эксплуатацию подземного хранилища газа.
- Общая площадь РФН составила 249,2 тыс. км².

Предоставление права пользования недрами за 6 месяцев 2021 г.

Согласно официальной статистике, предоставляемой Отделом геологии и лицензирования Департамента по недропользованию по Уральскому ФО по ХМАО – Югре, в 2021 году на территории автономного округа предоставлено право пользования недрами **2 участков**, в том числе:

- по результатам рассмотрения заявок на получение права пользования недрами на геологическое изучение нижележащих горизонтов Тайлаковского месторождения;
- на основании государственного контракта – бурение параметрической скважины на Заозерной площади за счет средств федерального бюджета (с датой государственной регистрации в 2020 году).

В соответствии с пунктом 3 статьи 10.1 Закона Российской Федерации «О недрах», Порядком рассмотрения заявок на получение права пользования недрами для геологического изучения недр (за исключением участков недр федерального значения), утвержденным Приказом Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 10.11.2016 г. № 583, и на основании решения Комиссии по рассмотрению заявок о предоставлении права пользования участками недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры предоставлены:

1. Лицензия **ФГБУ «ВНИГНИ»** на право пользования недрами для геологического изучения с целью поискового бурения **параметрической скважины на Заозерной площади** (лицензия ХМН 16714 НП).
2. Лицензия **ПАО «Обънефтегазгеология»** на право пользования недрами на геологическое изучение нижележащих горизонтов **Тайлаковского месторождения** (лицензия ХМН 03706 НП).

Переоформление лицензий в I полугодии 2021 года

В соответствии со статьей 17.1 Закона Российской Федерации «О недрах» в 2021 году было переоформлено право пользования 17 участками недр, перечисленными ниже:

– лицензия ХМН 16690 НР на право пользования Нялиным участком недр, выданная ранее ООО «Технологический центр Бажен», на ООО «Газпромнефть-Технологические партнерства» (лицензия ХМН 16485 НР);

– лицензия ХМН 16691 НР на право пользования Панлорским 5 участком недр, выданная ранее ООО «Технологический центр Бажен», на ООО «Газпромнефть-Технологические партнерства» (лицензия ХМН 16484 НР);

– лицензия ХМН 16692 НП на право пользования Ляминским 6 участком недр, выданная ранее ООО «Технологический центр Бажен», на ООО «Газпромнефть-Технологические партнерства» (лицензия ХМН 16481 НП);

– лицензия ХМН 16693 НП на право пользования Северо-Итъяхским 1 участком недр, выданная ранее ООО «Технологический центр Бажен», на ООО «Газпромнефть-Технологические партнерства» (лицензия ХМН 16482 НП);

– лицензия ХМН 16694 НР на право пользования Юильским 3 участком недр, выданная ранее ООО «Технологический центр Бажен», на ООО «Газпромнефть-Технологические партнерства» (лицензия ХМН 16483 НР);

– лицензия ХМН 16712 НП на право пользования Карабашским 84 участком недр, выданная ранее ООО «Алатау-7», на ООО «Газпромнефть-Хантос» (лицензия ХМН 03640 НП);

– лицензия ХМН 16727 НП на право пользования Южно-Итъяхским участком недр, выданная ранее ООО «РИТЭК», на ООО «НК Югранфтепром» (лицензия ХМН 16505 НП);

– лицензия ХМН 16728 НП на право пользования Ляминским 16 участком недр, выданная ранее ООО «РИТЭК», на ООО «НК Югранфтепром» (лицензия ХМН 16507 НП);

– лицензия ХМН 16729 НП на право пользования Ляминским 15 участком недр, выданная ранее ООО «РИТЭК», на ООО «НК Югранфтепром» (лицензия ХМН 16508 НП);

– лицензия ХМН 16730 НП на право пользования Ляминским 19 участком недр, выданная ранее ООО «РИТЭК», на ООО «НК Югранфтепром» (лицензия ХМН 16504 НП);

– лицензия ХМН 16731 НР на право пользования Верхне-назымским участком недр, выданная ранее ООО «РИТЭК», на ООО «НК Югранфтепром» (лицензия ХМН 03579 НР);

– лицензия ХМН 16732 НП на право пользования Ляминским 18 участком недр, выданная ранее ООО «РИТЭК», на ООО «НК Югранфтепром» (лицензия ХМН 16515 НП);

- лицензия ХМН 03701 НР на право пользования Западно-Пылинским участком недр, выданная ранее ООО «Пылинское», на ООО «Технологическая» (лицензия ХМН 02873 НР);
- лицензия ХМН 03702 НП на право пользования флангами разрабатываемого Пылинского нефтяного месторождения, расположенного в пределах Пылинского лицензионного участка недр, выданная ранее ООО «НБС», на ООО «Технологическая компания» (лицензия ХМН 03600 НП);
- лицензия ХМН 03703 НР на право пользования Фобосского участка недр, выданная ранее ООО «НБС», на ООО «Технологическая компания» (лицензия ХМН 03645 НР);
- лицензия ХМН 03704 НЭ на право пользования Пылинским участком недр, выданная ранее ООО «НБС», на ООО «Технологическая компания» (лицензия ХМН 03394 НЭ);
- лицензия ХМН 03705 НП на право пользования Чарским участком недр, выданная ранее ООО «НБС», на ООО «Технологическая компания» (лицензия ХМН 03601 НП).

Прекращение права пользования недрами в I полугодии 2021 года

В 2021 году **прекращено** право пользования и возвращено в нераспределенный фонд недр 4 участка недр, перечисленных ниже.

1. В соответствии с пунктом 1 части 1 статьи 20 Закона Российской Федерации «О недрах» и в связи с окончанием срока действия:

- аннулирована лицензия и возвращен в НРФН Южно-Тарховский участок недр ООО «Тарховское» (лицензия ХМН 03082 НП);
- аннулирована лицензия и возвращен в НРФН Южно-Тарховский участок недр ООО «Руфьеганнефтегаз» (лицензия ХМН 03089 НП).

2. На основании пункта 9 части второй статьи 20 Закона Российской Федерации «О недрах» и письма компании-недропользователя, уведомляющего об отказе от права пользования недрами следующими участками:

- аннулирована лицензия и возвращен в НРФН Западно-Сабунский 1 участок ООО «Сабунский» (лицензии ХМН 03423 НП);
- аннулирована лицензия и возвращен в НРФН Березовский 10 участок ООО «Березовское 10» (лицензии ХМН 03423 НП).

Анализ состава компаний-недропользователей, работающих на территории округа

По состоянию на 01.07.2021 года пользование недрами на территории округа с целью геологического изучения, поиска и оценки, разведки и добычи месторождений углеводородного сырья осуществляют 112 предприятий-недропользователей, из них 40 предприятий входит в состав ВИНК, в том числе 3 компании (АО «Томскнефть» ВНК, «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»),

АО «Евротэк-Югра») – совместные предприятия ВИНКов и 72 являются независимыми компаниями (табл. 2.5).

Таблица 2.5. Распределение количества действующих лицензий в распределенном фонде недр ХМАО – Югры по нефтяным компаниям (по состоянию на 01.07.2021 г.)

Виды лицензий	Компании-недропользователи											ИТОГО по ВИНК	Прочие мелкие и средние компании	ИТОГО по округу
	Вертикально интегрированные нефтяные компании													
	ПАО «ЛУКОЙЛ»	ПАО «Сургутнефтегаз»	ПАО «НК «Славнефть»	ПАО «ГАЗПРОМ»		ПАО «НК «Роснефть»		ПАО НК «РуссНефть»	ПАО «НОВАТЭК»	Совместные предприятия ВИНКов				
				ПАО «ГАЗПРОМ»	ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»	ПАО «НК «Роснефть»	ПАО «АНК «Башнефть»							
Долгосрочные лицензии, в том числе:	111	108	28	2	27	76	6	20	1	13	392	63	455	
Лицензии на разведку и добычу (НЭ)	85	70	24	1	7	59	3	12	1	10	272	38	310	
Лицензии на геологическое изучение, а также разведку и добычу (совмещенные – НР)	26	38	4		20	17	3	8		3	119	25	144	
Другие виды лицензий (НГ)				1							1		1	
Краткосрочные лицензии, в том числе:	23	11	3	0	8	6	2	2	0	5	60	72	132	
Геологическое изучение с целью поисков и оценки (НП)	22	10	1		3	3	2	1		5	47	70	117	
Лицензии на геол. изучение нижележащих горизонтов (НП)	1	1	2		1	1					6		6	
Лицензии на геол. изучение флангов разрабатываемых месторождений (НП)					4	2		1			7	2	9	
ИТОГО по компаниям	134	119	31	2	35	82	8	22	1	18	452	135	587	

2.7. Анализ утверждения и реализации программ лицензирования недр Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в 2020 г.

В 2019-2020 гг. Правительство Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, руководствуясь Законом Российской Федерации от 21 февраля 1992 года № 2395-1 «О недрах», Законом Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 18 апреля 1996 года № 15-оз «О недропользовании», Распоряжением от 8 августа 2005 г.

№ 402-рп «О вопросах участия Правительства автономного округа в осуществлении подготовки условий пользования месторождениями полезных ископаемых на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (в редакции от 17.09.2010 г.)» направило в Югра-недра предложения по включению в перечни объектов лицензирования участков недр:

– Перечень объектов лицензирования для предоставления в пользование в 2020 году (Распоряжение Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры № 436-рп от 16.08.2019 г.), состоящий из 4 участков недр – в разделе «Геологическое изучение за счет средств недропользователей» и 3 участка предлагалось включить в раздел «Разведка и добыча, а также геологическое изучение (поиск, оценка), разведка и добыча углеводородного сырья» (рис. 2.16);

– Перечень объектов лицензирования для предоставления в пользование в 2020 году (Распоряжение Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры № 363-рп от 26.06.2020 г.), состоящий из 4 участков недр – в разделе «Геологическое изучение за счет средств недропользователей» и 10 участков предложенных включить в раздел «Разведка и добыча, а также геологическое изучение (поиск, оценка), разведка и добыча углеводородного сырья» (рис. 2.16).

Таким образом, в 2020 году Правительство ХМАО – Югры предложило для вовлечения в лицензирование посредством аукционов 13 участков общей площадью 4,8 тыс. км² с суммарными извлекаемыми запасами нефти категорий АВ₁С₁В₂С₂ – 13,249 млн т, подготовленными ресурсами нефти категории D₀ – 30,4 млн т, локализованными ресурсами нефти категории D_л – 46 млн т, извлекаемыми перспективными и прогнозируемыми ресурсами нефти категорий D₁+D₂ – 86,4 млн т.

В пределах аукционных участков суммарные запасы газа категорий С₁+С₂ составили 2.05 млрд м³, предварительная оценка извлекаемых перспективных ресурсов нефти категории D₁ составляет 0,29 млрд м³.

Для лицензирования и проведения работ по геологическому изучению нераспределенного фонда недр Правительство автономного округа предложило 8 участков недр общей площадью 4,4 тыс. км² с суммарными извлекаемыми подготовленными ресурсами нефти категории D₀ – 26,3 млн т, локализованными ресурсами нефти категории D_л – 4,5 млн т, перспективными ресурсами нефти категории D₁ – 70 млн т, прогнозируемыми ресурсами категории D₂ – 7,3 млн т.

Из предложений, направленных Правительством автономного округа в 2019–2020 гг., Федеральным агентством по недропользованию в 2020 году были утверждены:

1. Раздел: Разведка и добыча, а также геологическое изучение (поиски, оценка), разведка и добыча полезных ископаемых.

Перечень участков недр, предлагаемых для предоставления в пользование в 2020 году (протокол от 09.06.2020 г. №СА-03-57/17-и), состоящий из 3 участков недр (Верхнекондинский, Нежданный,

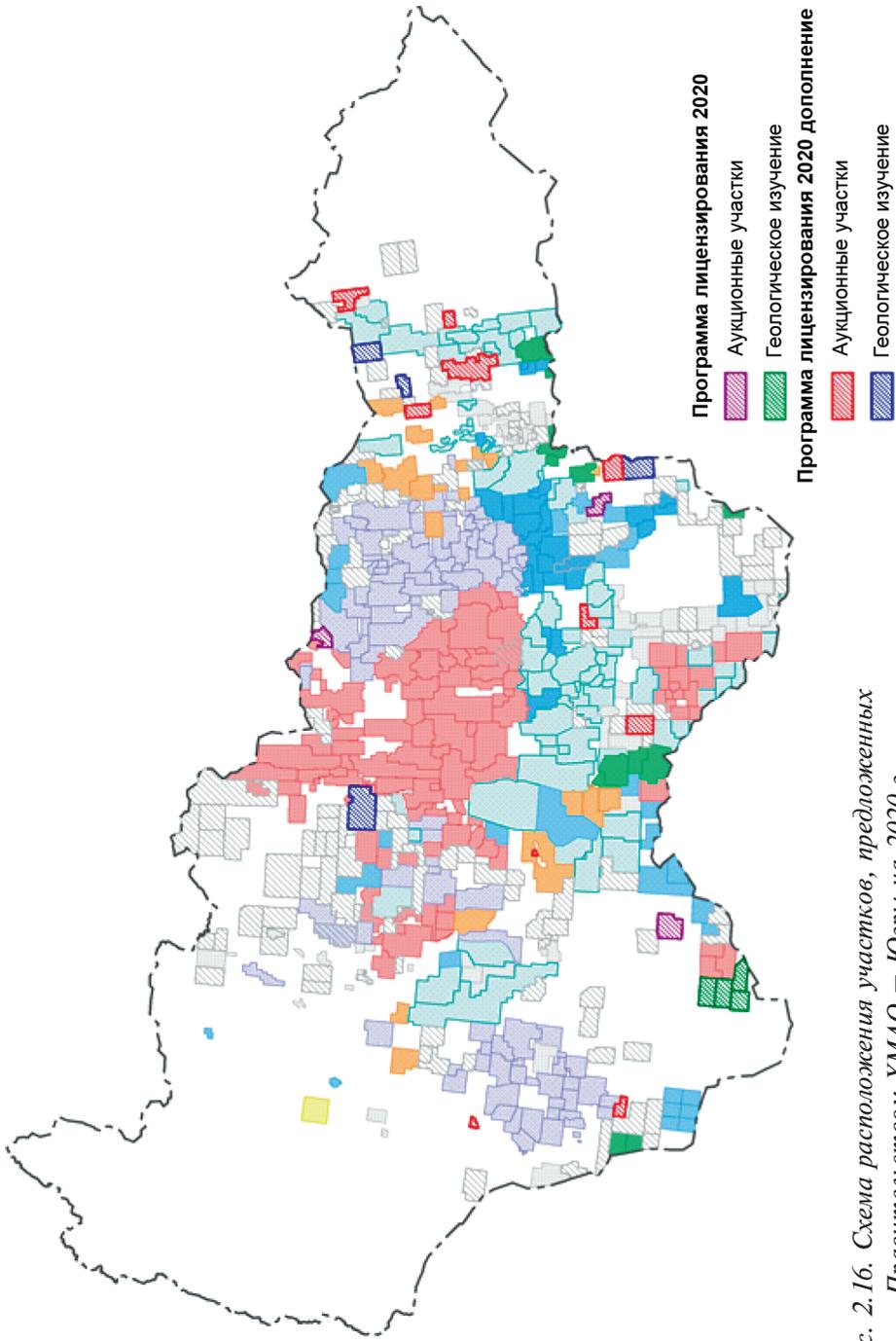


Рис. 2.16. Схема расположения участков, предложенных Правительством ХМАО — Югры на 2020 г.

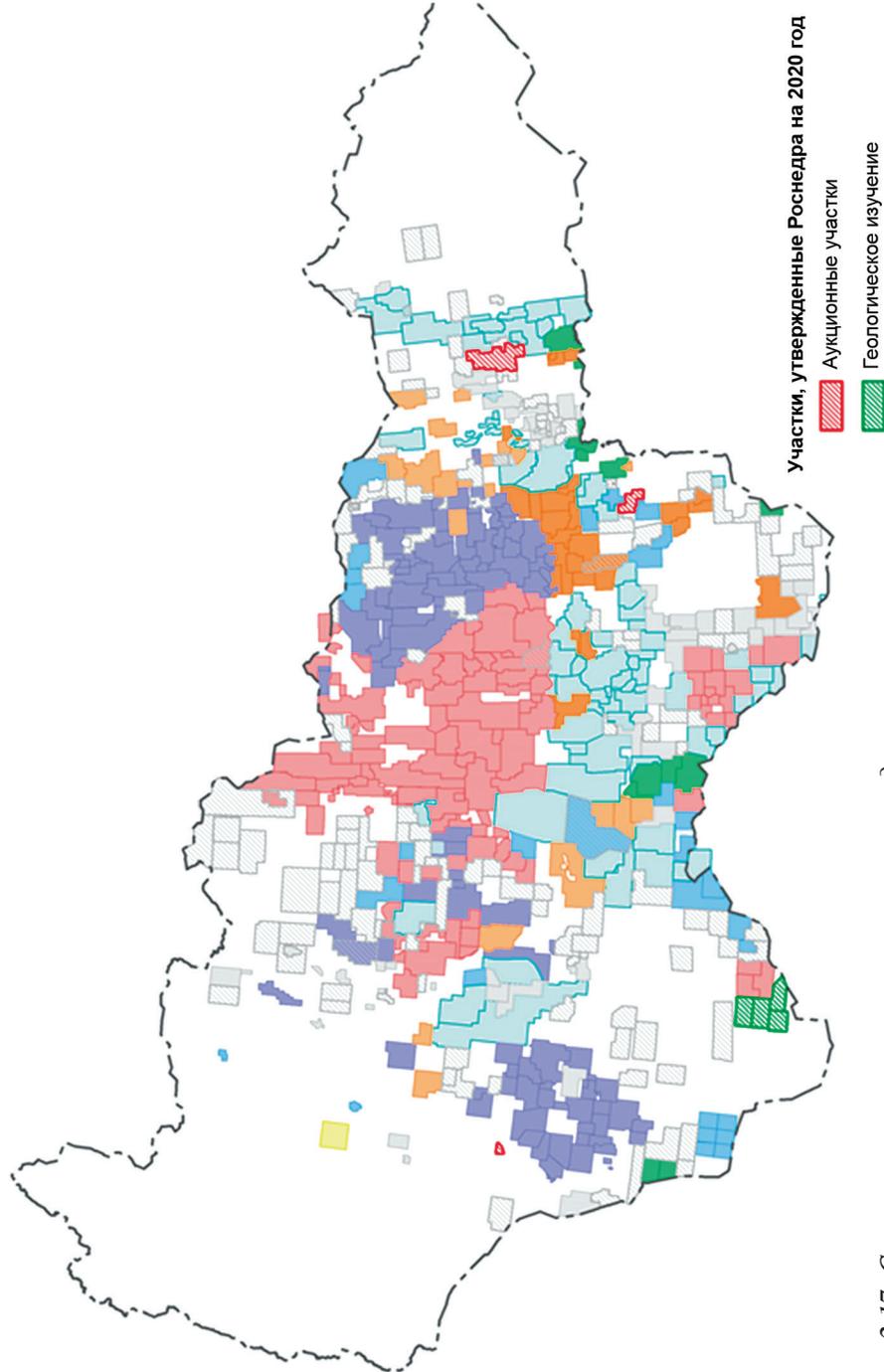


Рис. 2.17. Схема расположения участков, утвержденных Роснедра на 2020 г.

Эниторский) в разделе «Разведка и добыча, а также геологическое изучение (поиск, оценка), разведка и добыча углеводородного сырья» (рис. 2.17).

2. Раздел: Геологическое изучение за счет средств недропользователей.

25 июня 2020 г. Приказом Минприроды России № 395 утверждены перечни объектов, предлагаемых в 2020 году для предоставления в пользование в целях геологического изучения за счет средств недропользователей. В перечень по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре включены 4 участка – Кондинский 2, Кондинский 3, Кондинский 4, Кондинский 5.

Таким образом, Федеральным агентством по недропользованию планировалось в 2020 году передать в пользование на аукционе извлекаемых запасов нефти категорий C_1+C_2 – 4 млн т, извлекаемых запасов газа категорий C_1+C_2 – 2 млрд м³, подготовленных ресурсов – 1,4 млн т, ресурсов нефти категории D_0 – 1,4 млн т, локализованных ресурсов газа категории D_1 – 33,65 млн т. Предварительная оценка извлекаемых перспективных ресурсов нефти категории D_1 составляет 24 млн т, газа – 1,8 млрд м³, прогнозируемых ресурсов нефти категории D_2 – 3,5 млн т. В пределах поисковых участков планировалось передать в пользование участки с суммарными перспективными и прогнозируемыми ресурсами нефти категории D_1+D_2 – 16,4 млн т, газа – 4,3 млрд м³ (рис. 2.17).

В 2020 году не утверждены Нятлонгский – по просьбе ПАО «Сургутнефтегаз» (планируется оформление прирезки Южно-Симлорского месторождения) и Южно-Заозерный (планируется бурение скважины 1 Заозерной).

Аукционы на право пользование недрами на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в 2020 году

В 2020 году объявлены аукционы на право пользования участками недр (табл. 2.6). На **18 сентября 2020 года** в г. Ханты-Мансийске были объявлены аукционы на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья в пределах Верхнекондинского и Нежданного участков недр Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Аукционы признаны несостоявшимися по причине отсутствия заявок.

На **23 октября 2020 года** в г. Ханты-Мансийске объявлен аукцион на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья в пределах Эниторского участка недр Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Аукцион признан несостоявшимися по причине отсутствия заявок.

Таблица 2.6. Итоги аукционов на право пользования недрами 2020 года

№ пп	Название аукционного участка недр	Дата проведения аукциона	Площадь участка, км ²	Извл. запасы/ресурсы по категориям Н (млн т)/Г (млрд м ³)						РП, м	Участники аукционов	Победитель	№ лицензии
				C ₁	C ₂	D ₀	D _{in}	D ₁	D ₂				
1	Верхнекондинский	18.09.2020	68,6	/1,369	/0,636		0,4/0,3	0,1	52,079979		заявок не поступило		
2	Нежданый	18.09.2020	337,3	0,222	0,059	1,402	7,2/1,5	0,9	43,619004		заявок не поступило		
3	Энигаторский	23.10.2020	1033,01	0,152	3,535		33,652	16,4	208,546		заявок не поступило		

Таблица 2.7. Результаты заявочной кампании на поисковые участки, предлагаемые для реализации в 2020 году (Приказ МПР РФ от 25 июня 2020 г. №395)

№ пп	Наименование участка недр	Количество заявителей	Заявитель	Решение комиссии
1	Кондинский 2	X-M-61	ПАО «Сургутнефтегаз» ООО «Байтик-1» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ООО «Стройактив»	аукцион
2	Кондинский 3	X-M-62	ПАО «Сургутнефтегаз» ООО «Байтик-1» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ООО «Стройактив»	аукцион
3	Кондинский 4	X-M-63	ПАО «Сургутнефтегаз» ООО «Байтик-1» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ООО «Стройактив»	аукцион
4	Кондинский 5	X-M-64	ПАО «Сургутнефтегаз» ООО «Байтик-1» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ООО «Стройактив»	аукцион

Участки на геологическое изучение с целью поиска и оценки месторождений УВС за счет средств недропользователей в 2020 году

В перечень по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре ФАН были включены 4 участка – Кондинский 2, Кондинский 3, Кондинский 4, Кондинский 5. На участки поступило 16 заявок от 4 компаний-заявителей.

Таким образом, участки будут переданы в пользование по результатам аукционов на право пользования участками недр в целях геологического изучения, разведки и добычи полезных ископаемых по совмещенной лицензии (табл. 2.7).

Анализ реализации программы лицензирования недр 2020 года, предложенной Правительством автономного округа – Югры

Округ как субъект Федерации не имеет полномочий в части распоряжения государственным фондом недр относительно углеводородного сырья, однако в целях социально-экономического развития и обеспечения стабильности региона, обеспечения воспроизводства минерально-сырьевой базы на своей территории Правительство округа заинтересовано в активном вовлечении в лицензирование запасов и ресурсов УВС нераспределённого фонда недр, в привлечении средств компаний для проведения геологоразведочных работ на слабоизученных территориях НРФН.

Согласно ст. 4 Закона «О недрах», одним из основных полномочий органов государственной власти субъектов Российской Федерации в сфере регулирования отношений недропользования на своих территориях является участие в разработке и реализации территориальных программ развития и использования минерально-сырьевой базы, а также государственных программ геологического изучения недр, развития и освоения минерально-сырьевой базы Российской Федерации.

Нормативно-правовой основой для формирования программ лицензирования недр Ханты-Мансийского автономного округа – Югры являются:

1. Закон РФ от 21.02.1992 г. № 2395-1 (ред. от 03.08.2018 г.) «О недрах».

2. Распоряжение Правительства РФ от 22.12.2018 г. № 2914-р «Об утверждении Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года».

3. Постановление Правительства РФ от 15.04.2014 г. № 322 (ред. от 30.03.2018 г.) «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Воспроизводство и использование природных ресурсов».

4. Приказ Минприроды России от 10.11.2016 г. № 583 (ред. Приказов Минприроды России от 12.10.2018 г. № 512, от 14.05.2019 г.

№ 299) «Об утверждении Порядка рассмотрения заявок на получение права пользования недрами для геологического изучения недр (за исключением недр на участках недр федерального значения и участках недр местного значения)».

5. Методические рекомендации по формированию участков недр и последующим включением их в Перечень участков недр, предлагаемых для предоставления в пользование с целью проведения работ по разведке и добыче полезных ископаемых или геологическому изучению, разведке и добыче полезных ископаемых», утвержденные Руководителем Федерального агентства по недропользованию Е.А. Киселёвым 22.11.2019 г.

6. Закон Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 18 апреля 1996 года № 15-оз «О недропользовании» (ред. от 25.02.2016 г.).

7. Распоряжение Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 8 августа 2005 г. № 402-рп «О вопросах участия Правительства автономного округа в осуществлении подготовки условий пользования месторождениями полезных ископаемых на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры» (ред. от 17.09.2010 г.).

В рамках реализации Стратегии социально-экономического развития Ханты-Мансийского автономного округа до 2020 года и на период до 2030 года (распоряжение Правительства автономного округа от 22 марта 2013 года № 101-рп) была принята государственная программа «Развитие и использование минерально-сырьевой базы Ханты-Мансийского автономного округа – Югры на 2014-2020 гг.», основной целью которой является сбалансированное развитие и использование минерально-сырьевой базы углеводородов и твердых полезных ископаемых для удовлетворения текущих и перспективных потребностей экономики Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

Для обеспечения выполнения показателей окружной программы в 2013-2020 гг. Правительство Ханты-Мансийского автономного округа – Югры направило в Югра-недра 250 предложений по включению участков НРФН в перечни объектов лицензирования в раздел «Разведка и добыча, а также геологическое изучение (поиск, оценка), разведка и добыча углеводородного сырья» и 229 участков – в раздел «Геологическое изучение за счет средств недропользователей (в среднем ежегодно предлагается для лицензирования порядка 69 участков недр).

В 2020 году Правительством автономного округа с целью передачи в пользование было предложено 13 участков недр для выставления на аукционы и 8 участков недр – на геологическое изучение (рис. 2.18, 2.19).

В 2020 году в области лицензирования недр наблюдается очередная антирекорд: Роснедра утверждено лишь 23 % аукционных участков и 50 % поисковых участков. Более того, в РФН не передано ни одного участка. Все это негативные последствия кризиса,

связанного с режимом повышенной готовности и падения мировых цен на нефть.

Из 13 предложенных Правительством участков рассмотрено и утверждено Роснедра 3 участка в разделе «Разведка и добыча, а также геологическое изучение (поиск, оценка), разведка и добыча углеводородного сырья» и 4 (из 8 предложенных) участка в разделе «Геологическое изучение за счет средств недропользователей» (рис. 2.18, 2.19).

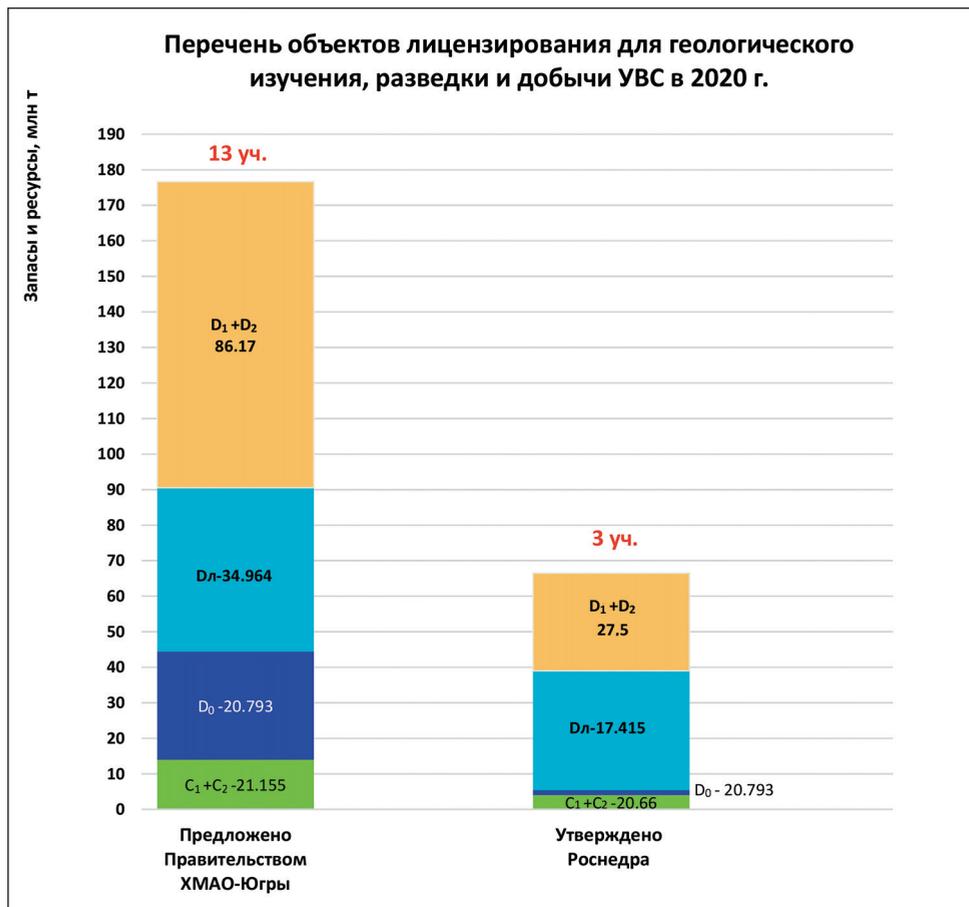


Рис. 2.18. Реализация предложений Правительства ХМАО – Югры по включению участков недр в перечни объектов лицензирования для геологического изучения, разведки и добычи УВС в 2020 гг.

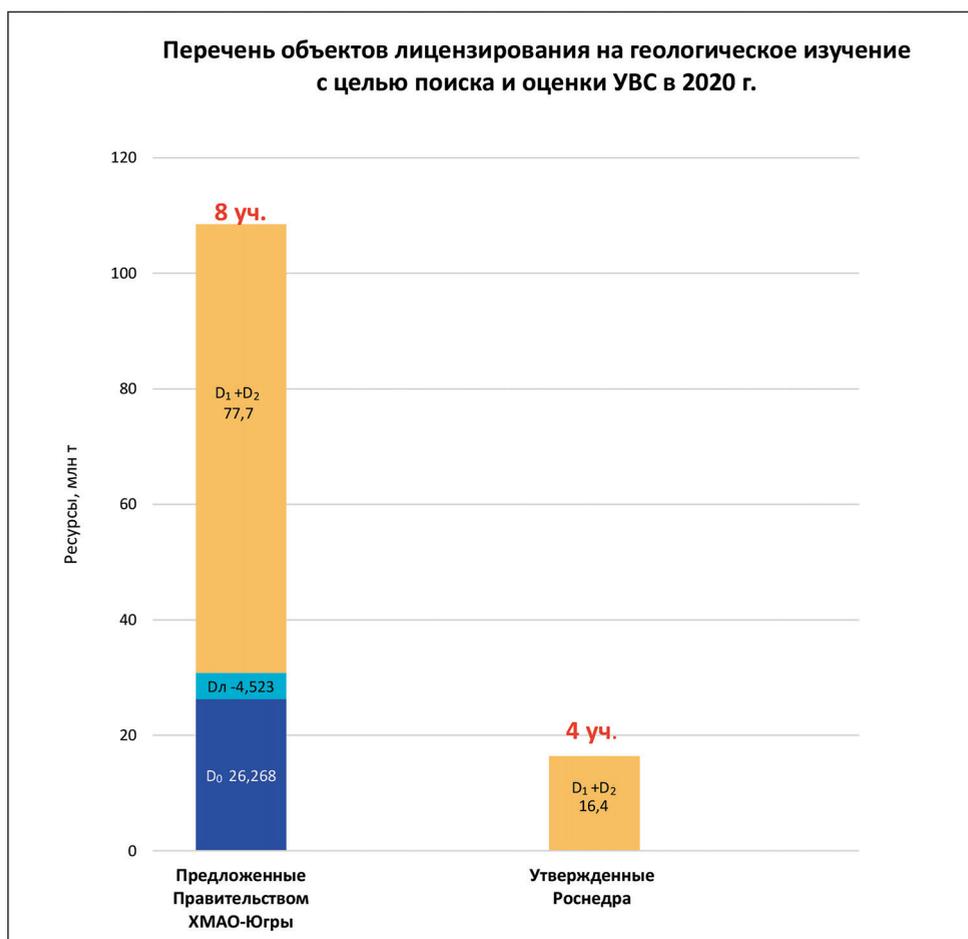


Рис. 2.19. Реализация предложений Правительства ХМАО – Югры по включению участков недр в перечни объектов лицензирования для геологического изучения с целью поиска и оценки месторождений УВС в 2020 гг.

III. ИТОГИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Ежегодный мониторинг геологоразведочных работ, выполняемых в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре, включает данные физических объемов и их стоимостные характеристики. Проводится анализ структуры прироста запасов, оценивается эффективность геологоразведочных работ в целом по округу, по отдельным компаниям и по видам работ, так как большинство компаний-недропользователей доразведку месторождений ведут за счет опережающего эксплуатационного бурения.

В целом по ХМАО – Югре в 2020 году проходка поисково-разведочного бурения составила 388,7 тыс. м, в том числе поисковый метраж – 134,4 тыс. м.

Съемка 2D проведена в объеме 1467 пог. км, в том числе региональные работы за счет федеральных средств – 183 пог. км. Площадная сейсморазведка 3D выполнена на площади 5745 км².

Прирост запасов нефти по сумме категорий AB_1C_1 составил 285,562 млн т, категории B_2+C_2 списание -158,525 млн т. Добыча нефти с конденсатом в 2020 году – 210,820 млн т.

Открыто четыре месторождения нефти: Северо-Западно-Пылинское (ООО «Пылинское»), Восточно-Ольховское (ООО «Югра-НефтеРазведка»), Солхэм (ООО «Газпромнефть-Салым») и Ново-Салымское (ООО «Салымский-2») с суммарными извлекаемыми запасами нефти по категории C_1+C_2 – 3,9 млн т.

Основные геологоразведочные работы в 2020 году в округе выполнялись за счет средств недропользователей, результаты работ представлены в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

На рисунке 3.2 приведена динамика физических объемов геологоразведочных работ и их стоимостные характеристики в период с 2010 по 2020 год. Если до 2014 года стоимость росла постепенно по всем видам работ, то с 2015 увеличивается только стоимость сейсморазведочных работ. Увеличение объемов съемки 3D вызвано тем, что основные добывающие компании малоизученные участки оформляют в долгосрочное пользование и на поисковом этапе съемку 2D заменяют съемкой 3D. В 2020 году значительно увеличилась стоимость проведения сейсморазведочных работ методом 2D, возможно это связано с увеличением кратности. К сожалению, данной информации нет в протоколах ГРП компаний-недропользователей.

3.1. Работы, финансируемые за счет средств федерального бюджета

На 2020 год на территории ХМАО – Югры планировались работы по трем объектам (рис. 3.3):

- сейсморазведочные работы методом ОГТ-2D на Карабашском 1 участке;
- сейсморазведочные работы методом ОГТ-2D на Карабашском 2 участке;
- бурение параметрической скважины 1 Заозерной.

Таблица 3.1. Результаты геологоразведочных работ в 2020 году на территории ХМАО – Югры

Предприятие	Выполненный объем в физическом выражении						Затраты в денежном выражении, млн руб.										Суммарный прирост запасов нефти и газов, млн т						Прирост запасов за счет разведки, млн т						За счет эксплуатации, млн т						За счет пересчетов и передачи, млн т						Лобьча нефти и конденсата, млн т
	проходка, м			сейсмо-разведка			всего	бурение				ЗД	ВСР	НИОКР	АВ, млн т	С, млн т	В, млн т	АВ, млн т	С, млн т	В, млн т	АВ, млн т	С, млн т	В, млн т	АВ, млн т	С, млн т	В, млн т	АВ, млн т	С, млн т	В, млн т	АВ, млн т	С, млн т	В, млн т									
	всего	поск.	развед.	углуб.	всего на бурение	поск.		развед.	углуб.																																
	ЗД, км	углуб.	развед.	ЗД, км ²	разведка	сейсмо-разведка	всего	бурение	ЗД	ВСР	НИОКР	АВ, млн т	С, млн т	В, млн т	АВ, млн т	С, млн т	В, млн т	АВ, млн т	С, млн т	В, млн т	АВ, млн т	С, млн т	В, млн т	АВ, млн т	С, млн т	В, млн т	АВ, млн т	С, млн т	В, млн т	АВ, млн т	С, млн т	В, млн т									
ПАО НК ЛУКОЙЛ	103872	22301	81571			2085	15388,195	8998,554	2010,136	6988,418	4015,114			889,550	1584,977	-8,087	-33,217	7,916	8,647	0,207	-4,959	17,944	0,194	-0,690	0,194	-0,690	-11,128	-43,026	0,238	0,465	-17,112	30,295									
ООО Лукойл-Западная Сибирь	68344	19264	49080			1128	10093,101	5189,926	1774,002	3415,924	2930,119			615,520	1357,536	-12,228	-15,808	0,194	8,647	-0,006	-4,959	14,161	0,194	-0,690	0,194	-0,690	-8,146	-35,332	-0,092	0,253	-2,260	27,474									
ООО РИТЭК	32491		32491			100	4089,287	3556,760		3556,760	320,087			202,530	9,910	3,398	-17,243	7,722		0,213														1,244							
ООО Турент																																		0,070							
ООО НК Юганскнефтепром						845	916,960	120,030	120,030	743,440				42,600	10,890																			0,000							
ООО Талинское						12	62,202	15,734	15,734	21,468				25,000																				0,000							
ООО ЛУКОЙЛ-АИК	3037	3037					126,645	116,104	116,104					3,900	6,641	0,743	-0,166					0,753												-0,006	1,507						
ПАО Сургутнефтегаз	159019	60692	98327			400	12338,415	10799,320	4977,402	5731,918	272,496			977,241	325,101	24,122	-36,827	0,316	5,583	1,143	4,475	41,481												43,400							
ПАО НК Славнефть	15453	7484	7969			183	2337,679	1492,120	880,837	611,283	362,433			260,183	222,943	9,987	1,886	0,000	1,455	0,000	0,678	5,979	0,000	0,000	0,000	0,000	-0,475	2,613	-0,060	0,060	1,623	8,247									
ОАО НК Славнефть							7,717							7,256	0,461	-0,001																	0,647								
ОАО Славнефть-Меглионнефтегаз	5842	2992	2850			183	1193,970	549,161	303,769	245,392	362,433			114,749	167,627	2,817	0,028					3,078												3,362							
ОАО Славнефть-Меглионнефтегаз							13,488							12,972	0,516	-0,351	-1,220																	0,181							
ОАО Славнефть-Нижневартовск	6467	1348	5119				695,329	570,759	205,427	365,332				77,696	46,874	6,072	2,393					2,901												1,796							
ОАО Объемгеология																																									
ОАО Объемгеология	3144	3144					427,175	372,200	371,641	0,539				47,510	7,465	1,450	0,685					0,678												0,007	2,260						
ПАО НК «РОСНЕФТЬ»	53361	19004	34357			1639,54	9421,496	5786,719	2062,914	3723,805	2540,237			848,376	246,164	194,982	-153,375	9,810	6,020	1,295	-0,392	367,054	0,000	0,000	0,000	0,000	-50,217	-187,902	0,000	0,000	-104,061	100,483									
ООО РН-Юганскнефтегаз	24761	6270	18491				371,24	3634,158	2600,423	710,853	594,579			406,036	33,120	162,593	-141,628	1,687	2,170	-6,239	0,175	343,057												-101,729	65,000						
ОАО Юганскнефтегаз	2783		2783				169,700	169,300	169,300	169,300				0,400	0,564	-0,607	0,294					0,046												-0,653	2,046						
ПАО «Варьяганнефтегаз»							57,963	9,685	5,620	4,065				37,794	10,484	-0,286	-2,575																	-0,513	1,689						
АО «Корпорация Юганнефть»							0,718	0,000						0,375	0,343																			0,115							
АО «Нижневартовское НП»							166,278	6,123	6,123		11,413			83,768	64,974	4,342	-2,785																		-1,110	3,744					
АО «Самолетнефтегаз»	3646		3646				226,689	141,623	26,526	115,097	2,1073			46,376	17,257	2,537	-0,426																		-0,031	18,032					
АО «РН-Нижневартовск»	6829		6829			330	1297,900	721,500	721,500	721,500	452,900			98,700	24,800	13,867	-12,250																		5,855						
АО Няганьнефтегаз-Наваевский уч-к	5583	2975	2608				825,400	692,100	274,300	417,800	62,100			22,000	49,100																				0,070						
ООО «РН-Уватнефтегаз»						473	753,925	7,803	5,715	2,088	711,783			29,702	4,637	-0,001																									
ООО «РН-Уватнефтегаз» (Ай-Янский)						85	114,808	8,286	6,131	2,155	98,539			6,273	1,710																										

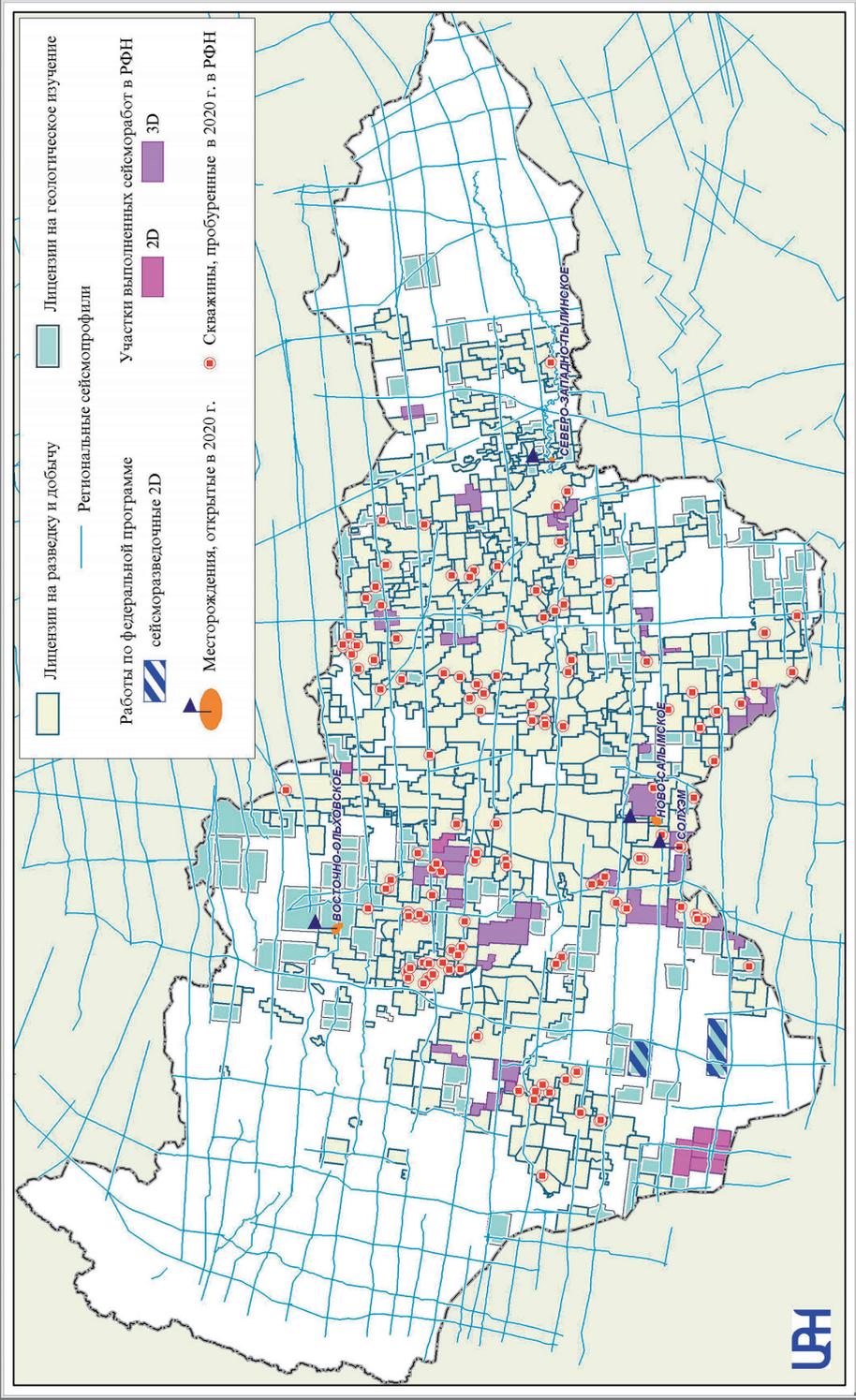


Рис. 3.1. Обзорная схема выполнения геологоразведочных работ в 2020 году

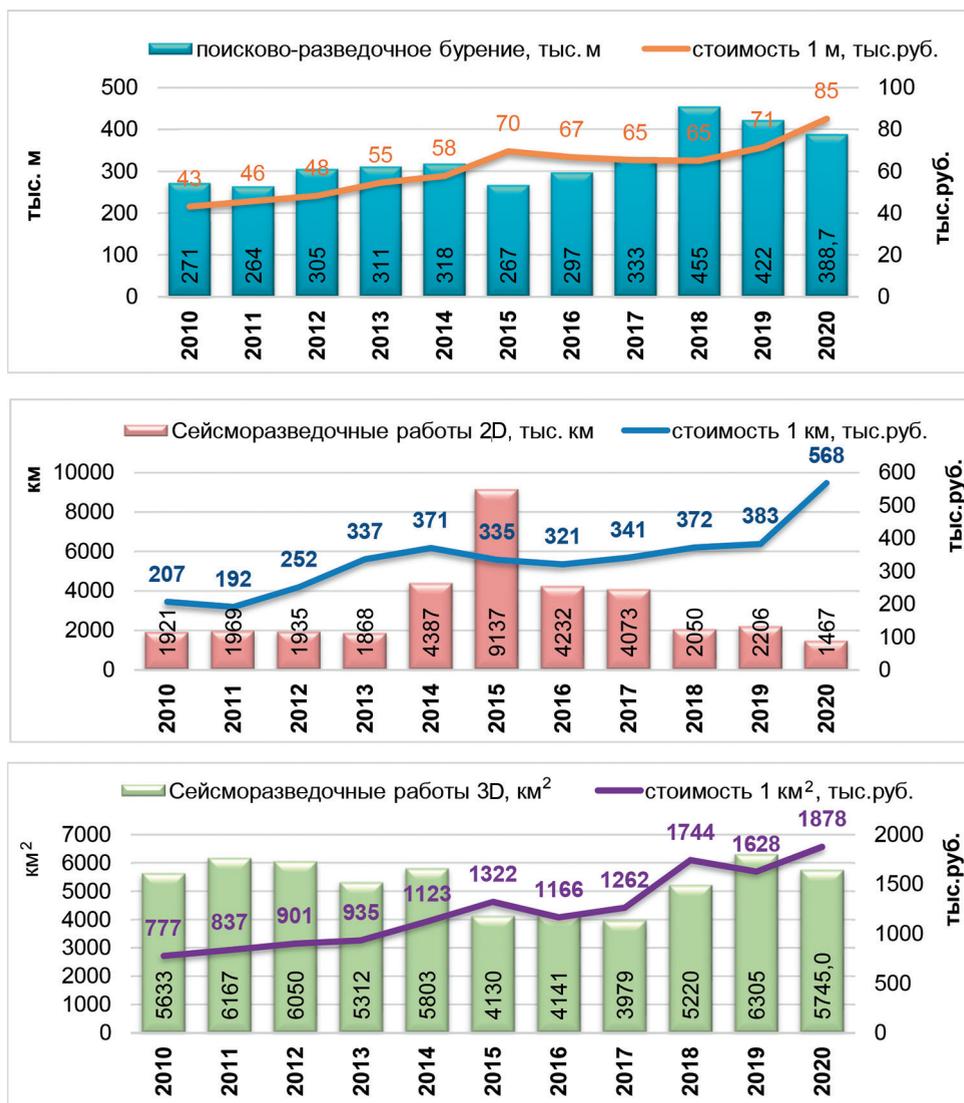


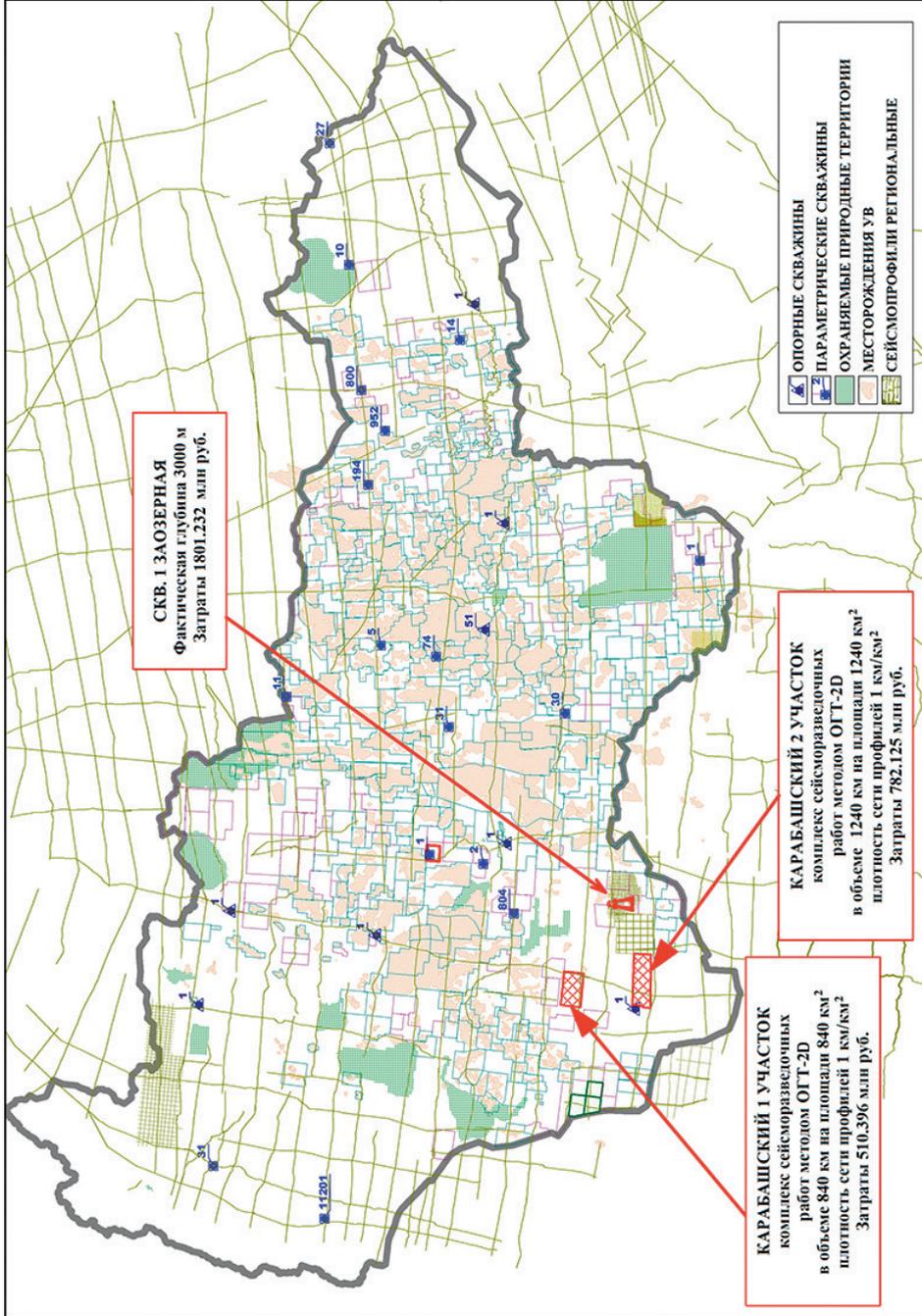
Рис. 3.2. Динамика физических объемов ГРП и их стоимостные характеристики

1. На проведение региональных сейсморазведочных работ методом ОГТ-2D в пределах Карабашского 1 участка 11.12.2020 года заключен контракт с ООО «Геосейс-Сервис». Период выполнения работ по контракту – 2020-2022 гг., стоимость работ – 510,396 млн руб. Государственный регистрационный номер – 643-20-1095.

Объем сейсморазведочных работ 840 пог. км с плотностью сети профилей 1 км/км². Целью проводимых работ является изучение геологического строения территории, картирование перспективных объектов, оценка ресурсов $C_3 + D_{1л}$.

2. Государственный регистрационный номер 643-20-1090 от 07.12.2020 года на проведение региональных сейсморазведочных

Рис. 3.3. Обзорная
схема региональных
работ за 2020 год



работ в пределах участка Карабашский 2 заключен с ООО «Тюменская Сервисная Геофизическая Компания». Проектный объём полевых МОГТ-2D работ составил 1240 полнократных пог. км с плотностью сети профилей 1 км/км². Период выполнения работ по контракту – 2020–2022 гг., стоимость работ – 782,125 млн руб. Целью проводимых работ является изучение геологического строения территории, картирование перспективных объектов, оценка ресурсов $C_3+D_{1л}$.

В 2020 году выполнена отработка сейсмических профилей суммарной протяжённостью 183 пог. км. Основной проблемой при выполнении работ стало наличие инфраструктуры, в частности, населённых пунктов, газо- и нефтепроводов, ЛЭП, что не позволило в полном объёме отработать пункты возбуждения (ПВ) в соответствии с проектной схемой на выполнение работ (отмечалось наличие пропусков ПВ).

Следует также отметить высокий процент заболоченности исследуемой территории, а также присутствие озёр и рек, что создавало определённые трудности при проведении полевых сейсморазведочных работ. Наличие плохо промёрзших заболоченных участков неблагоприятным образом сказывалось на качестве регистрируемых упругих колебаний, хотя в целом качество материала следует охарактеризовать, как хорошее.

3. Бурение параметрической скважины номер 1 на Заозерной площади. Проектная глубина – 3000 м. Государственный регистрационный номер 71100-21-00496 от 06.04.2021 г. Исполнитель работ ФГБУ «ВНИГНИ», стоимость – 1801,232 млн руб. По результатам бурения скважины планируется уточнить стратификацию отражающих горизонтов и выполнить сейсмостратиграфический анализ, изучить коллекторские свойства пород, оценить перспективность потенциальных природных резервуаров.

3.2. Основные показатели ГРП 2020 года, выполненные за счет собственных средств недропользователей

По состоянию на 01.01.2021 года пользование недрами на территории округа с целью геологического изучения, поиска и оценки, разведки и добычи месторождений углеводородного сырья осуществляют 114 предприятий-недропользователей, из них 40 предприятий входит в состав ВИНК, в том числе 3 компании (АО «Томскнефть» ВНК, «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.», АО «ЕвротэкЮгра») – совместные предприятия ВИНКов и 74 являются независимыми компаниями.

Согласно официальной статистике, предоставляемой Отделом геологии и лицензирования Департамента по недропользованию по Уральскому ФО по ХМАО – Югре по состоянию на 01.01.2021 г., на территории автономного округа действует **589 лицензий** на право пользования недрами. Основными держателями лицензий на

территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры являются крупные вертикально интегрированные компании. Независимые компании-недропользователи владеют 63 лицензиями, дающими право пользования участками недр с целью разведки и добычи углеводородного сырья и 77 лицензиями – на геологическое изучение недр.

В целом по округу недропользователями в 2020 году поисково-разведочный метраж выполнен в объеме 388,7 тыс. м, в том числе поисковый метраж составляет 35 % (134,4 тыс. м), разведочный – 65 % (253,7 тыс. м). Кроме того, доразведку нижних горизонтов и поиск новых залежей компании осуществляют углублением

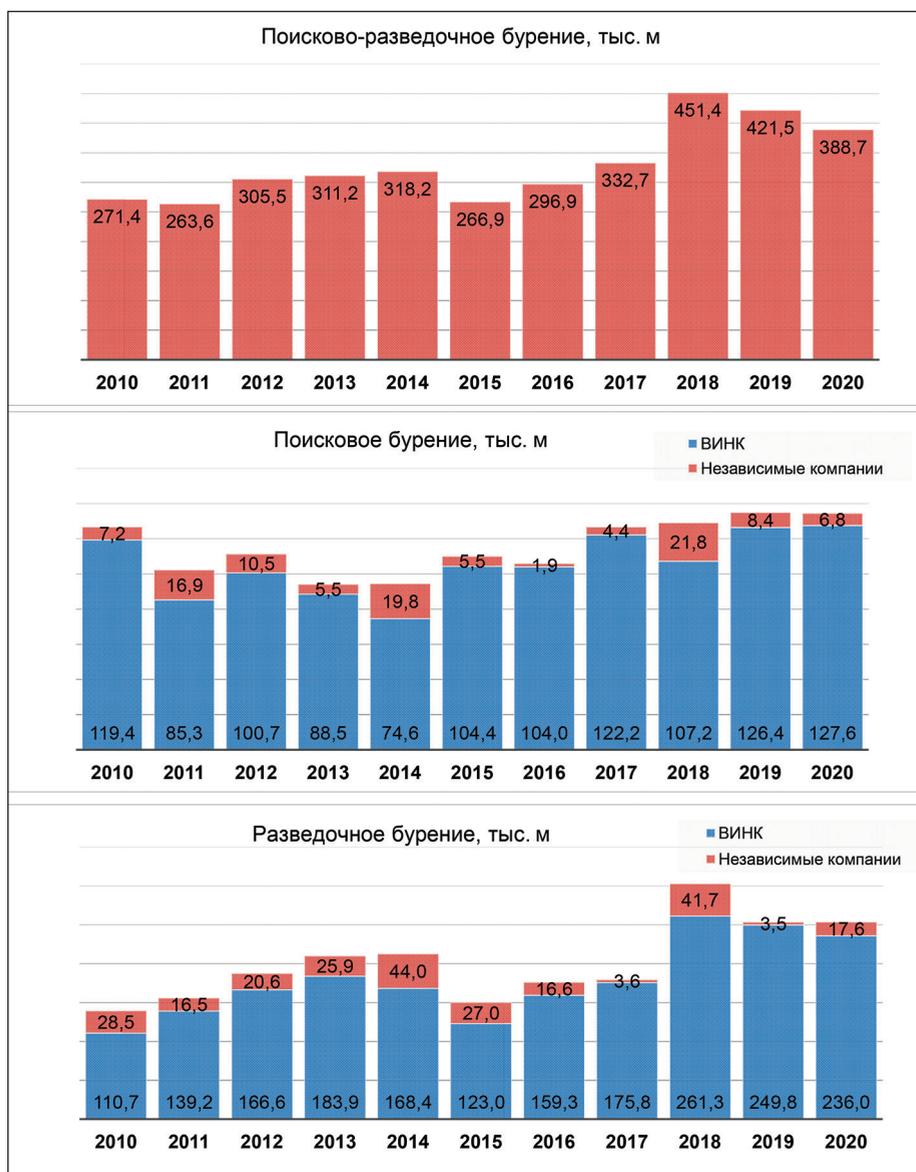


Рис. 3.4. Поисково-разведочное бурение по ХМАО – Югре за 2010-2020 годы

эксплуатационных скважин путем забурки боковых стволов (табл. 3.1). В последние три года наметилась тенденция к снижению объемов бурения, что обязательно скажется на приросте новых запасов (рис. 3.4).

Практика геологоразведочных работ показывает, что объектами поисков все чаще становятся малоамплитудные структуры, сложнопостроенные объекты с неструктурными ловушками, поскольку большинство крупных структур к настоящему времени уже разбурены. Поэтому поисковый этап начинают с постановки детальной съемки 3D вместо 2D. Как результат, объем съемки 3D последние три года растет, в то время как объем сейсмики 2D уменьшился в 3 раза, с 4073 км в 2017 году до 1467 км в 2020 (рис. 3.5).

Основной объем поисково-разведочного бурения в 2020 году выполнен двумя компаниями: ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и ПАО «Сургутнефтегаз» – это 68 % от общей проходки по округу. Среди ВИНКов ПАО «Сургутнефтегаз» единственная компания выполняющая запланированный объем сейморазведочных работ 2D, отметим, что в 2020 году план выполнен НК «Газпромнефть» (884 км).

Невыполнение своих обязательств, как в прежние годы, относится к мелким самостоятельным компаниям, при плане: 42,887 тыс. м пробурено 24,446 тыс. м. Сейсморазведку 2D на своих

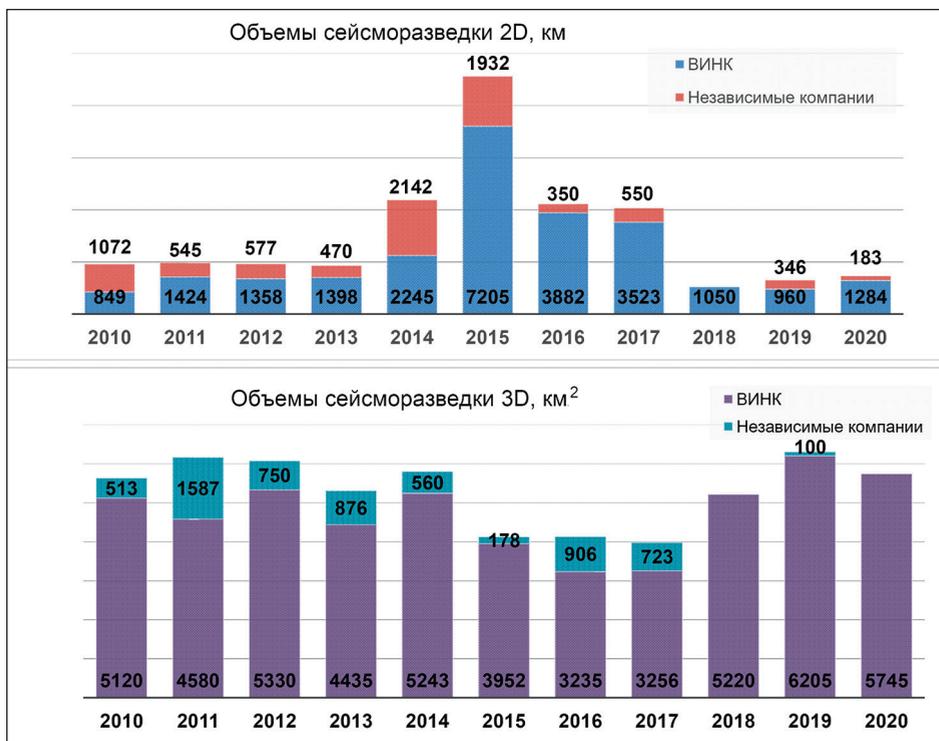


Рис. 3.5. Сейсморазведочные работы по ХМАО – Югре за 2010-2020 годы

лицензионных участках объемом 1497 пог. км планировали проводить пять компаний. По факту работы не были выполнены.

Проведя сопоставление планируемых и фактически выполненных геологоразведочных работ, можно сделать вывод, что компании, не выполняющие свои обязательства и имеющие в своем пользовании перспективные в нефтегазоносном отношении лицензионные участки, тормозят процесс недропользования и, в первую очередь, подготовку новых запасов.

Затраты на выполнение геологоразведочных работ исчисляются в 51,6 млрд рублей. Доля вклада компаний в геологоразведку приведена на рис. 3.6.

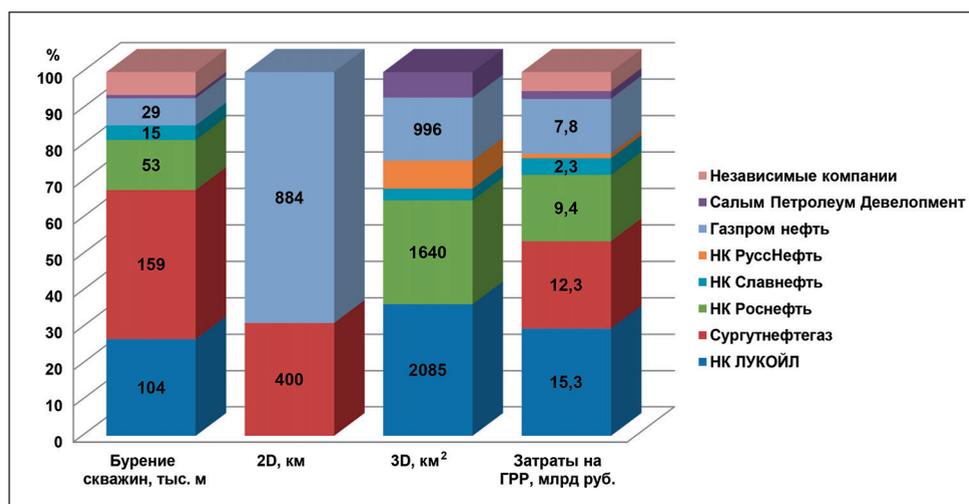


Рис. 3.6. Доля затрат и объемов ГРП крупных нефтяных компаний, работающих на территории ХМАО – Югры в 2020 году

Суммарный прирост извлекаемых запасов нефти в 2020 году по категории AB_1C_1 составил 285,6 млн т (табл. 3.1). Прирост по сумме категорий $A+B_1$ за счет пересчетов запасов и результатов эксплуатационного бурения – 217,8 млн т, что составляет 76 % от общего прироста. По категории C_2+B_2 произошло списание извлекаемых запасов нефти – 158,5 млн т. За счет поисково-разведочных работ прирост по категории C_2+B_2 – 66,1 млн т, за счет пересчета и эксплуатации списание – 224,6 млн т.

Суммарный прирост запасов в 2020 году на 38 % больше, чем в прошлом 2019 г.

За счет разведки прирост извлекаемых запасов нефти в 2020 году по округу составил 67 млн т (категории B_1+C_1), он разделен на прирост по разведываемым месторождениям по категории C_1 и разрабатываемым по категории B_1 (табл. 3.1). Поисковые скважины бурятся и по разрабатываемым месторождениям. Допустим, верхний

продуктивный горизонт имеет категорийность запасов V_2 , возможно и V_1 , а нижний – перспективный.

Анализ прироста запасов показал, что по категории C_1 приращено 45,68 млн т, по категории V_1 – 21,7 млн т.

Эффективность ГРП уже много лет остается на уровне 200 т/м, в 2020 году эффективность составила 173 т/м. На рис. 3.7 представлена динамика эффективности ГРП с 2010 года.

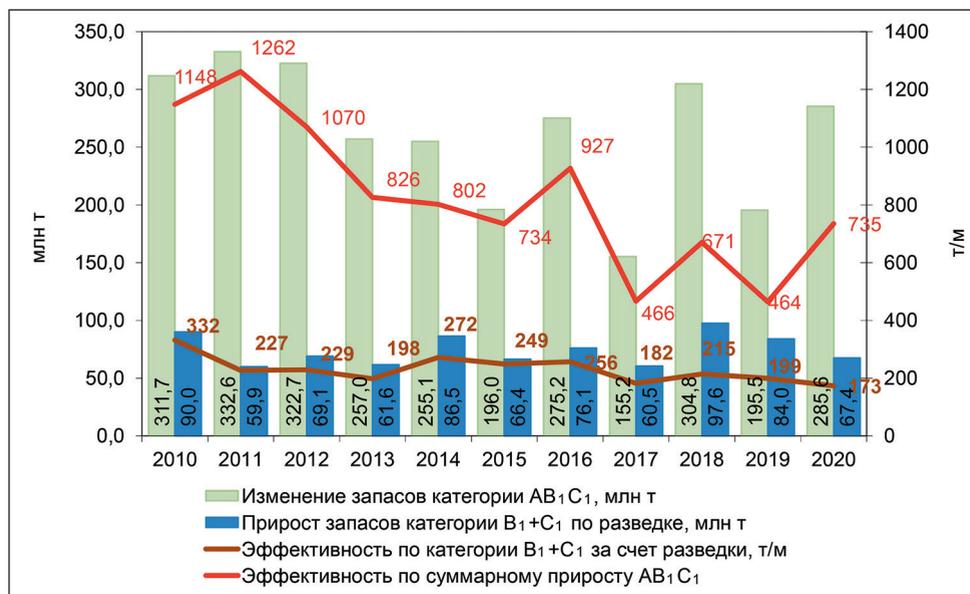


Рис. 3.7. Эффективность ГРП за период 2010–2020 гг.

3.3. Основные показатели ГРП по лицензионным участкам на поисковом этапе

В настоящее время основные нефтедобывающие компании округа малоизученные лицензионные участки приобретают в долгосрочное пользование на условиях поиска, разведки и добычи. Поисковый этап определен по срокам первыми пятью годами с возможным его продлением. Ввиду сложности геологического разреза и малоразмерности перспективных объектов поисковую съемку 2D заменяют более детальной площадной съемкой 3D. В таблице 3.2 приведены данные о выполнении поискового этапа геологоразведочных работ в 2020 году.

Геологоразведочные работы не являются приоритетным направлением как для компаний, так и для государства. Практически совсем отсутствует контроль за выполнением обязательств по проведению геологоразведочных работ на поисковых участках.

Таблица 3.2. Основные показатели ГРП по участкам с поисковыми лицензиями

Предприятие-недропользователь	Съемка 2D, км	Съемка 3D, км ²	Поисковое бурение, м	Количество открытых месторождений	Прирост запасов, млн т				Эффективность, $\frac{(C_1+B_1)}{(C_2+B_2)}$ т/м
					$(C_1+B_1) + (C_2+B_2)$	C_1	C_2	B_1	
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»		378	10086						
ПАО «Сургутнефтегаз»	50		9380						
РН-Юганскнефтегаз		105,2							
НК Конданефть		88,3	3100		7,791	0,515	7,276		
ООО «Соровскнефть»		292			0,565	0,062	0,503		
ПАО НК «РуссНефть»		231,4							
ООО АСБ-ГЕО	214								
ЮграНефтеРазведка				1	1,979	0,766	1,213		
ИТОГО	264	1094,9	22566	1	10,335	1,343	8,992		457

В 2020 году на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры статус поисковых лицензий имели 134 участка. Геологоразведочные работы проведены на 17 участках.

Поисковые скважины пробурены на 8 лицензионных участках: Панлорском, Рогожниковском (блок 2), Юганском 2 (участки ПАО «Сургутнефтегаз»); Северо-Новоуртыягунском-2, Северо-Новоуртыягунском-1, Северо-Выинтойском-2, Западно-Вынгапуровском (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»); Южно-Эргинском (АО «Конданефть»). Сейсморазведочные работы методом 2D выполнены на участках: Карабашском 10 (ООО «АСБ ГЕО»), Северо-Хорлорском (ПАО «Сургутнефтегаз»); методом 3D – на Сургутском 5 (ООО «РН-Юганскнефтегаз»), Северо-Итьяхском 3 (ООО «Соровскнефть»), Южно-Эргинском (АО «Конданефть»), Икилорском, Восточно-Чухлорском, Терпеевском (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»), на Тагринском месторождении (ПАО НК «РуссНефть»). В 2020 году на Восточно-Ольховском поисковом участке в результате переобработки и комплексной переинтерпретации сейсморазведочных работ МОГТ-2D 1983-1984 гг. и переиспытания пробуренной в 2002 году скважины 310 открыто месторождение нефти в отложениях пласта Ю₂ тюменской свиты.

3.4. Новые месторождения

В 2020 году открыто четыре месторождения нефти (рис. 3.8). Общие технологически извлекаемые запасы нефти по вновь открытым месторождениям составляют по категории C_1 – 1,404 млн т, C_2 – 2,496 млн т.

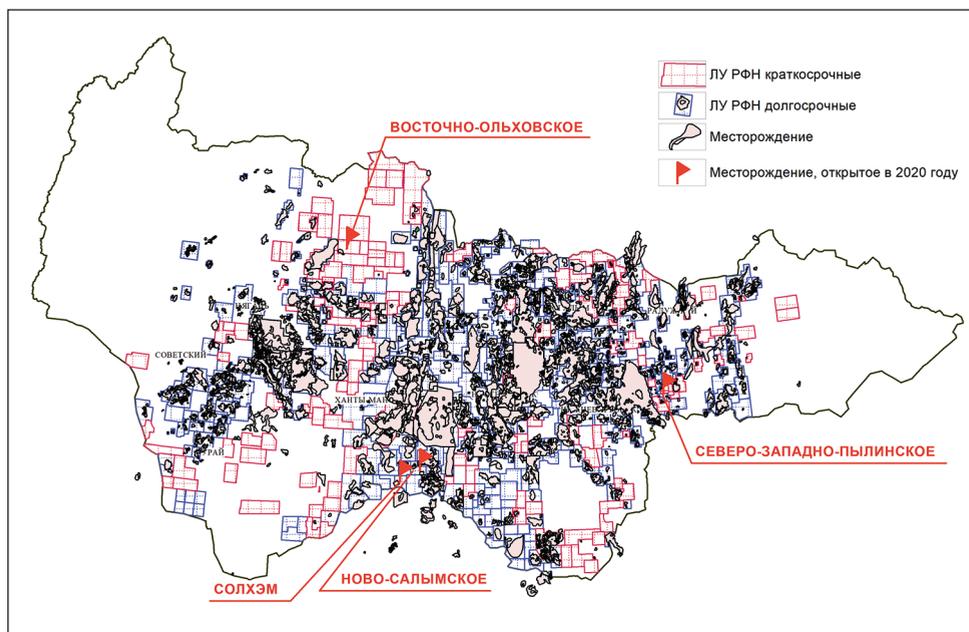


Рис. 3.8. Схема расположения месторождений, открытых в 2020 году

1. **Северо-Западно-Пылинское нефтяное месторождение** открыто ООО «Пылинское» в пределах Западно-Пылинского (лицензия ХМН 02873 НР) участка. Расположено в Нижневартовском административном районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, в 34 км к северо-востоку от города Нижневартовск. По схеме нефтегеологического районирования месторождение относится к Вартовскому НГР Среднеобской НГО.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к Южно-Тарховской структуре, которая осложняет южный борт Черногогорской моноклинали Нижневартовского свода.

На территории лицензионного участка в 2002-2003 гг. ОАО «Татнефтегеофизика» проведены сейсморазведочные работы МОГТ-2D кратностью 48, по результатам интерпретации выполнены структурные построения по отражающим горизонтам юры и мела, подготовлена под бурение Южно-Тарховская структура.

В 2019 году с общей площадки пробурены две наклонно-направленные поисковые скважины 1П и 2П. По результатам испытания в 2020 году была установлена нефтеносность васюганской свиты.

Залежь пласта Ю₁¹ по типу массивная, вскрыта двумя поисковыми скважинами, эффективные нефтенасыщенные толщины в которых составляют 3,6 и 5,6 м. При испытании скважины 1П (а.о. -2501,6-2505,8 м) получен приток нефти с технической водой дебитом 18,7 м³/сут, дебит нефти составил 14,1 м³/сут. При испытании скважины 2П (а.о. -2503,7-2511,7 м) получен приток нефти с технической водой дебитом 18 м³/сут, дебит нефти составил 16,5 м³/сут.

Извлекаемые запасы нефти по категории С₁ составляют 183 тыс. т.

2. Восточно-Ольховское нефтяное месторождение открыто ООО «ЮграНефтеРазведка» в пределах Восточно-Ольховского участка (лицензия ХМН 03321 НП). Расположено в Белоярском административном районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, в 170 км к северо-востоку от города Нягань. Относится к Сергинскому НГР Красноленинской НГО.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к восточному борту Полуийского свода.

Месторождение открыто по результатам переиспытания пробуренной в 2002 году и ликвидированной по геологическим причинам скважины 310. Промышленная нефтеносность установлена в отложениях тюменской свиты.

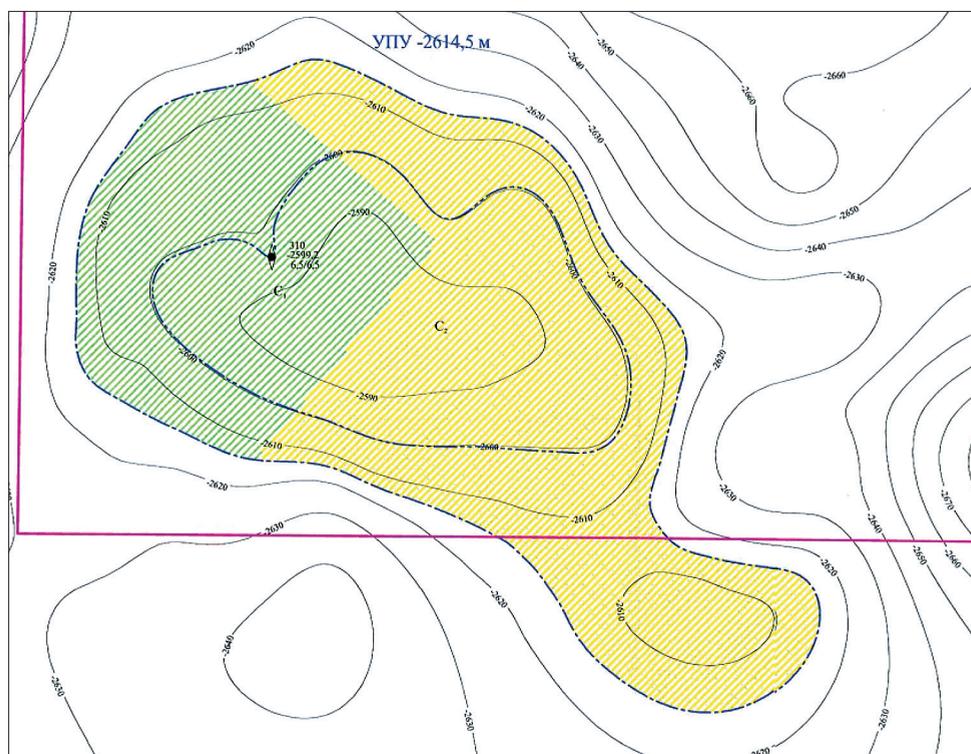


Рис. 3.9. Восточно-Ольховское месторождение, пласт Ю₂

Залежь пласта Ю₂ по типу пластовая сводовая (рис. 3.9). При испытании пласта Ю₂ в интервале 2745-2764 м (а.о. -2596-2615 м) получен приток нефти дебитом 2,16 м³/сут при депрессии 17,85 МПа.

Эффективная нефтенасыщенная толщина коллекторов в скважине 310 составляет 6,5 м.

Извлекаемые запасы нефти месторождения по категории С₁ составляют 766 тыс. т, категории С₂ – 1213 тыс. т.

3. **Солхэм нефтяное месторождение** открыто ООО «Газпром-нефть-Салым» в пределах Салымского-3 участка (лицензия ХМН 03659 НР). Расположено в Ханты-Мансийском административном районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, в 118 км юго-восточнее города Ханты-Мансийска, относится к Уватскому НГР Фроловской НГО.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к северной части Ханты-Мансийской котловины.

В период с 2019 по 2020 год на лицензионном участке пробурены две поисково-оценочные скважины 5ПО и 5ПО-ГС. По результатам испытания скважины 5ПО-ГС установлена нефтеносность баженовской свиты.

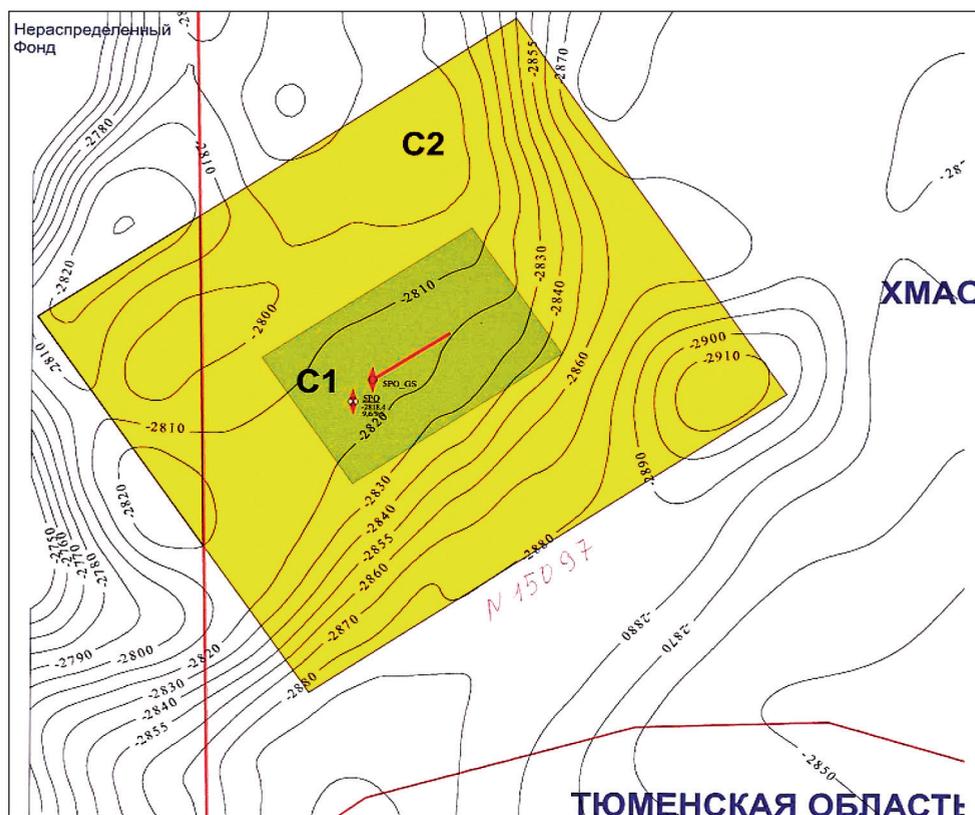


Рис. 3.10. Месторождение Солхэм, пласт ЮС₀

Залежь пласта ЮС₀. Скважина 5ПО-ГС пробурена с горизонтальным стволом по пласту ЮС₀ длиной 1131 м (рис. 3.10). Для интенсификации притока из баженовской свиты в горизонтальном стволе скважины выполнен многостадийный ГРП и МСГРП. После проведенных работ дебит жидкости из пласта составил 41 м³/сут, нефти – 28 м³/сут.

Извлекаемые запасы нефти месторождения по категории С₁ составляют 61 тыс. т, категории С₂ – 359 тыс. т.

4. Ново-Салымское месторождение нефти открыто ООО «Салымский-2» на территории Салымского-2 лицензионного участка (ХМН 03667 НР). Расположено в Нефтеюганском административном районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, в 112 км к юго-востоку от города Ханты-Мансийска, относится к Салымскому НГР Фроловской НГО.

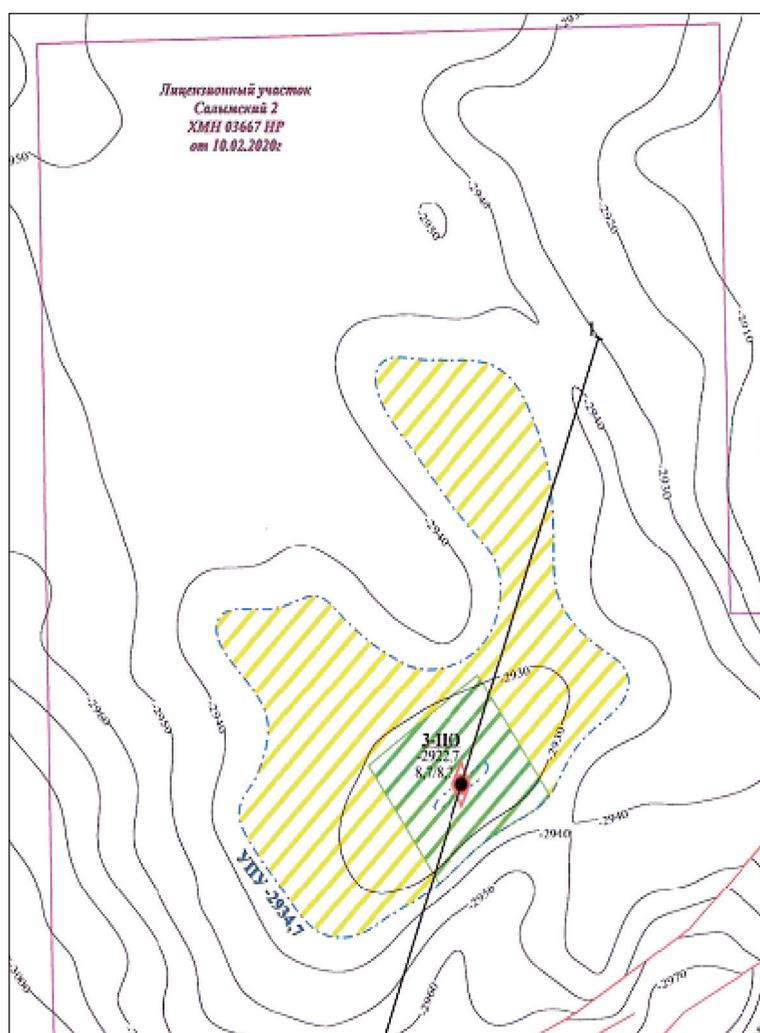


Рис. 3.11. Ново-Салымское месторождение, пласт Ю₂₋₃

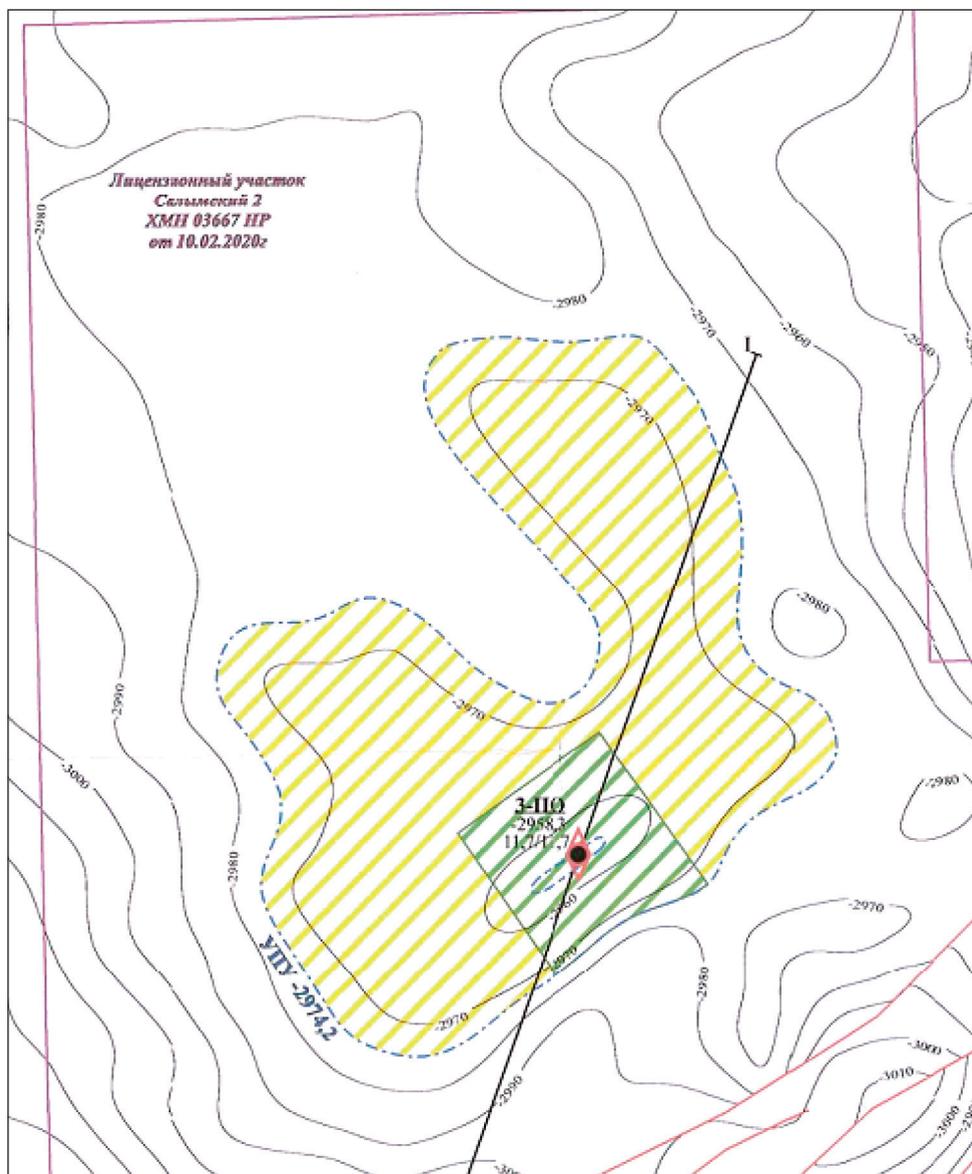


Рис. 3.12. Ново-Салымское месторождение, пласт Ю_{4.5}

В тектоническом плане приурочено к северной части Ханты-Мансийской котловины Фроловской мегавпадины.

В 2009-2010 гг. в пределах участка были проведены сейсморазведочные работы МОГТ-2D в объеме 400 км с расстоянием между профилями 1×1 км. По результатам обработки полученных материалов выявлена и подготовлена к бурению антиклинальная структура.

В 2019 году в свде структуры пробурена поисково-оценочная скважина ЗПО, в результате испытания которой установлена нефтеносность терригенных отложений тюменской свиты (пласты Ю₂₋₃ и Ю_{4.5}).

Залежь пласта Ю₂₋₃ по типу пластовая сводовая, эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 8,7 м (рис. 3.11). При испытании пласта в скважине ЗПО в интервале 3010-3024 м получен приток жидкости дебитом 1,51 м³/сут, нефти – 0,85 м³/сут.

Извлекаемые запасы нефти залежи по категории С₁ составляют 151 тыс. т, категории С₂ – 227 тыс. т.

Залежь пласта Ю₅₋₆ по типу пластовая сводовая, эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 11,7 м (рис. 3.12). При испытании пласта в скважине ЗПО в интервале 3044-3063 м получен приток нефти дебитом 1,94 м³/сут при депрессии – 210,2 атм.

Извлекаемые запасы нефти залежи по категории С₁ составляют 243 тыс. т, категории С₂ – 697 тыс. т.

Извлекаемые запасы нефти Ново-Салымского месторождения по категории С₁ составляют 394 тыс. т, категории С₂ – 924 тыс. т.

IV. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

4.1. Итоги разработки нефтяных месторождений Югры в 2020 году

В 2020 г. в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре добыто 210,82 млн т нефти с конденсатом, что составило 41 % добычи России и 5,1 % мировой добычи. Добыча в России снизилась на 8,6 % до 512,8 млн тонн, это минимум за 10 лет.

В 2020 году нефтяной рынок испытал шок падения спроса на фоне пандемии, при этом предложение сырья оказалось в избытке. Чтобы восстановить ситуацию на рынке, страны ОПЕК+ с участием России, на которые приходится 40 % мировой добычи нефти, договорились организованно снизить добычу почти на 10 млн барр/сут.

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

1. ПАО «ЛУКОЙЛ» на территории ХМАО – Югры представлена ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в составе которого пять операторов ТПП: «Лангепаснефтегаз», «Урайнефтегаз», «Когалымнефтегаз», «Повховнефтегаз» и «Покачевнефтегаз», а также дочерними структурами: ООО «РИТЭК», ООО «Турсунт» и ООО «ЛУКОЙЛ-АИК», ООО «Талинское» и ООО «Южно-Сардаковское».

2. ПАО «Сургутнефтегаз».

3. ПАО «НК «Роснефть»: ПАО «НК «Роснефть» (ООО «РН-Юганскнефтегаз»), АО «Самотлорнефтегаз», АО «РН-Няганьнефтегаз», АО «Нижневартовское НП», ПАО «Варьеганнефтегаз», АО «Корпорация Югранефть», ООО «Северо-Варьеганское», ООО «Пулытынское», ООО «РН-Уватнефтегаз», АО «НК «Конданефть», ООО «Башнефть-Добыча», ООО «Соровскнефть».

4. ПАО «НГК «Славнефть», в состав которого входят: ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», ПАО «Обьнефтегазгеология», ООО «Славнефть-Нижневартовск», ПАО «Славнефть-МегионНГГ», ЗАО «Обьнефтегазгеология».

5. ПАО «Газпром», в состав которого входит ПАО «Газпром нефть», состоящий из: ОАО «Газпромнефть-НоябрьскНГ», ООО «Газпромнефть-Хантос», ООО «Газпромнефть-Пальян», ООО «ТЦ Бажен» и ООО «Газпромнефть-Салым».

6. «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»

7. ПАО НК «РуссНефть», в состав которой входят: ПАО НК «РуссНефть», ПАО «Варьеганнефть».

8. АО «Томскнефть» ВНК.

9. Независимые недропользователи (Прочие НК), в составе которых: АО «НК «Нефтиса», АО «Каюм Нефть», АО «Негуснефть», ООО «Тарховское», АО «ИНГА», ООО «Руфьеганнефтегаз», ООО

«Пылинское», ОАО «Нефтебурсервис», ЗАО «Колванефть», ООО «Западно-Новомолодежное», ООО «Густореченский участок», ООО «Мултановское», АО «Сибинвестнафта», Суммарная добыча нефти по Средним и малым (Прочим) НК составила 1,71% от добычи округа.

Добыча нефти в округе в 2020 г. велась на 299 лицензионных участках по 291 месторождению. За 2020 г. начата добыча на 3 месторождениях: Западно-Талинском, Малопотанайском и Лунгорском.

4.2. Выработка запасов нефти

Добыча нефти из месторождений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры осуществляется более 55 лет с мая 1964 года. При этом в истории нефтедобычи на месторождениях округа выделяются пять этапов (рис. 4.1):

I этап – растущей добычи нефти (1964-1982 гг.);

II этап – стабильной добычи нефти (1983-1988 гг.);

III этап – быстрого снижения годовой добычи нефти (1989-1996 гг.);

IV этап – вторично возрастающей добычи нефти (1997-2007 гг.);

V этап – замедляющегося снижения добычи нефти (с 2008 г.), за прошедшие годы переходящий в относительную стабилизацию отборов; однако в результате резкого падения спроса на нефть в 2020 году было заключено соглашение ОПЕК+ с участием России, по которому добыча нефти снижена почти на 10 млн барр/сут.

На рис. 4.2 и в таблице 4.1 приведены основные технологические показатели нефтедобывающей отрасли округа по вышеуказанным пяти этапам.

Таблица 4.1. Показатели этапов разработки нефтяных месторождений ХМАО – Югры

Годы	Добыто нефти с конденсатом, млн т	Введено эксплуатационных скважин, тыс. скв.	Объем бурения, млн м	Отбор от НИЗ, %	Обводненность продукции, %	Текущий КИН, %
Этап I (1964-1982)	2449	20,5	56,8	12,5	35,3	4,5
Этап II (1983-1988)	2155	37,8	100,3	11,0	69,2	8,5
Этап III (1989-1996)	1864	35,5	99,8	9,5	81,8	11,9
Этап IV (1997-2007)	2416	24,1	66,9	12,3	86,1	16,4
Этап V (2008-2020)	3243	52,2	186,2	16,5	89,3	22,4
1964-2020	11916	166	493	60,6	89,3	22,4

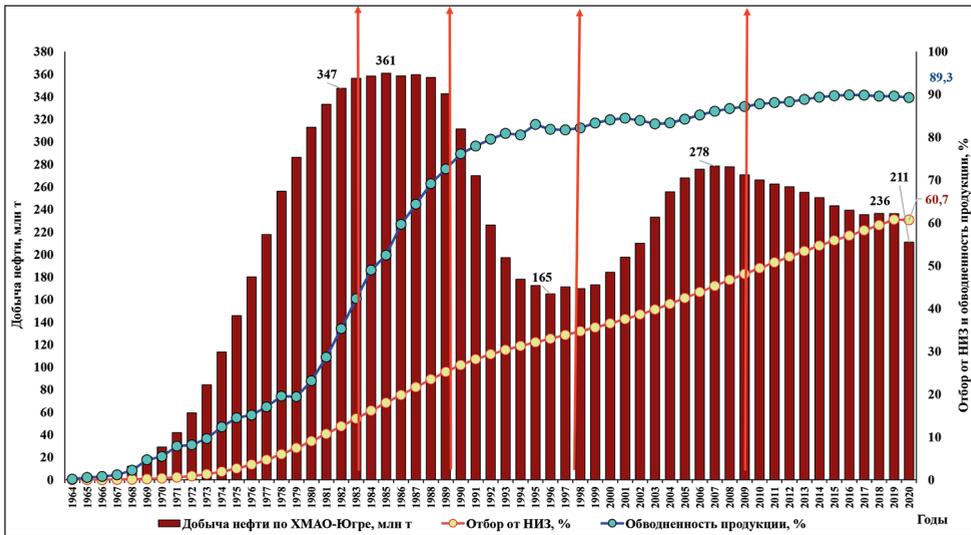


Рис. 4.1. Динамика добычи нефти по ХМАО – Югре

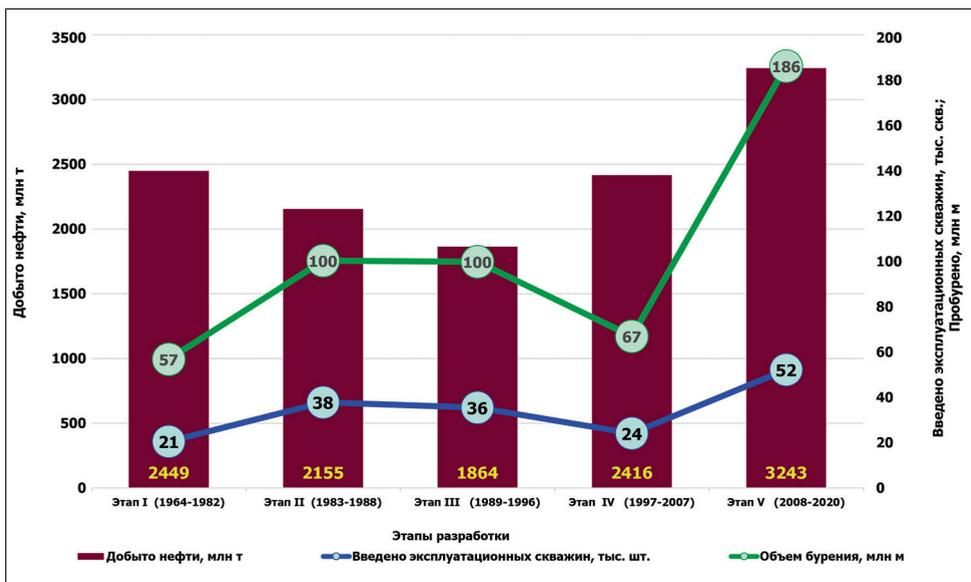


Рис. 4.2. Сопоставление этапов разработки нефтяных месторождений ХМАО – Югры по добыче нефти, вводу новых скважин и объемам бурения

I этап разработки, когда было начато промышленное освоение месторождений УВС на территории округа, характеризуется ростом годовой добычи нефти от нуля до 339 млн т. В течение I этапа было добыто 2449 млн т, отбор от НИЗ составил 12,5 % при среднегодовом отборе – 0,7 %. Из бурения было введено 20,5 тыс. эксплуатационных скважин, при среднегодовом вводе свыше 1 тыс. скважин. К 1982 году объем эксплуатационного бурения составил 56,8 млн м

при среднегодовой проходке свыше 3 млн м. Обводненность продукции скважин изменилась от нуля до 35,3 %, дебит скважин по нефти – от 109 до 69 т/сут.

II этап разработки характеризуется стабильной годовой добычей нефти в пределах 358 млн т при растущих объемах бурения. Первоочередное вовлечение в разработку наиболее нефтепродуктивных участков и разностей на первом этапе обусловило быстрое достижение предела роста добычи, после чего добычные возможности новых скважин могли лишь компенсировать снижение отборов из ранее пробуренного фонда. В течение II этапа было добыто 2155 млн т, отбор от НИЗ составил 11 % при среднегодовом отборе – 2,3 %. Из бурения было введено 37,8 тыс. эксплуатационных скважин, при среднегодовом вводе свыше 6 тыс. скважин. Объем эксплуатационного бурения составил 100,3 млн м при среднегодовой проходке свыше 17 млн м. Обводненность продукции скважин к 1988 году изменилась от 35,3 до 69,2 %, дебит скважин по нефти – от 69 до 26 т/сут.

III этап разработки характеризуется резким падением годовой добычи нефти – от 354 до 165 млн т (более чем в 2 раза) к 1996 г., вызванным сменой общественно-социальной формации в стране и переходом от плановой к рыночной экономике. В течение III этапа было добыто 1864 млн т, отбор от НИЗ составил 9,5 % при среднегодовом отборе – 1,4 %. Из бурения было введено 35,5 тыс. эксплуатационных скважин, при среднегодовом вводе свыше 5 тыс. скважин. Объем эксплуатационного бурения составил 99,8 тыс. м при среднегодовой проходке свыше 14 тыс. м. Обводненность продукции скважин изменилась от 69 до 81,8 % в 1996 году, дебит скважин по нефти – от 26,1 до 11,9 т/сут к 1996 году.

IV этап разработки характеризуется вторично возрастающим уровнем добычи нефти на базе применения улучшенных технологий разработки и в связи с ростом мировых цен. В течение IV этапа добыто 2416 млн т, отбор от НИЗ составил 12,3 % при среднегодовом отборе 1,3 %. Из бурения введено свыше 24 тыс. эксплуатационных скважин, при среднегодовом вводе свыше 2 тыс. скважин. Объем эксплуатационного бурения составил 66,9 млн м при среднегодовой проходке около 7 млн м. Обводненность продукции скважин изменилась от 81,8 до 86,1 % к 2007 году, дебит скважин по нефти – от 11,9 до 13,5 т/сут.

V этап разработки характеризуется плавно снижающейся добычей нефти с 2008 г., в настоящее время переходящей в относительную стабилизацию отборов; но в 2020 году на фоне пандемии произошло глобальное падение спроса на нефтяном рынке. Для стабилизации ситуации, страны ОПЕК+ с участием России заключили соглашение, по которому договорились организованно снизить добычу нефти почти на 10 млн барр/сут.

Однако, несмотря на эти негативные факторы, в течение V этапа было добыто 3243 млн т нефти, отбор от НИЗ составил 16,5 % при среднегодовом отборе 1,5 %. Из бурения введено свыше 52 тыс.

эксплуатационных скважин при среднегодовом вводе свыше 4 тыс. скважин. Объем эксплуатационного бурения составил 186 млн м при среднегодовой проходке свыше 15 млн м. Обводненность продукции скважин изменялась от 86,1 до 89,3 % к 2020 году, дебит скважин по нефти — от 13,5 до 8,5 т/сут.

Всего с начала разработки отобрано 12,1 млрд т нефти, что составляет 52,1 % от начальных извлекаемых запасов округа (рис. 4.3). Текущие извлекаемые запасы категории AB_1C_1 распределенного фонда недр составляют 33,8 %, извлекаемые запасы категории B_2C_2 — 14,1 %. Иначе говоря, большая часть запасов нефти по округу разведана и вовлечена в разработку.

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 в сочетании с улучшенными ФЕС обуславливает их первоочередную привлекательность для разработки.

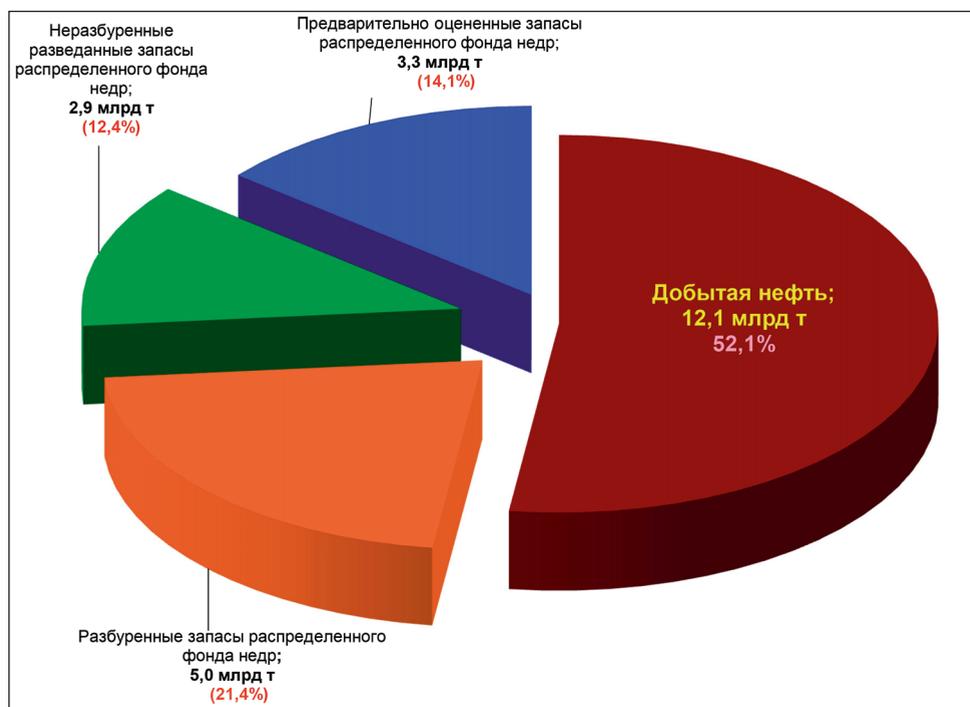


Рис. 4.3. Структура начальных извлекаемых запасов нефти ХМАО — Югры

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.

В таблице 4.2 представлено распределение текущих запасов округа по их выработанности, обводненности продукции скважин и проектному КИН. Анализ проводился по 463 участкам месторождений (332 – разрабатываются).

Таблица 4.2. Характеристика выработки запасов, обводненности продукции и проектный КИН на 01.01.2021 г.

Количество участков месторождений	Выработка запасов	Отбор от НИЗ, %	Обводненность продукции, %	КИН, %
52	Выработка ≥ 80 %	85,8	94,7	38,7
68	80 % > Выработка ≥ 60 %	73,7	93,7	40,5
58	60 % > Выработка ≥ 40 %	47,8	79,6	31,2
33	40 % > Выработка ≥ 30 %	33,2	74,3	31,5
121	30 % > Выработка	17,7	66,2	28,9
131	Не вовлеченные в разработку запасы	0,0	0,0	23,3
463	ХМАО – Югра РФН	60,7	89,3	35,8

Количество участков месторождений	Обводненность продукции	Обводненность продукции, %	Отбор от НИЗ, %	КИН, %
61	Обводненность ≥ 95 %	96,2	79,0	43,7
99	95 % > Обводненность ≥ 85 %	91,1	67,2	34,8
54	85 % > Обводненность ≥ 70 %	79,9	39,8	31,2
50	70 % > Обводненность ≥ 50 %	63,8	33,0	31,0
70	50 % > Обводненность	35,7	12,4	27,9
131	Не вовлеченные в разработку запасы	0,0	0,0	23,3
463	ХМАО – Югра РФН	89,3	60,7	35,8

Количество участков месторождений	Проектный КИН	КИН, %	Отбор от НИЗ, %	Обводненность продукции, %
128	КИН ≥ 35 %	43,0	72,3	93,0
75	35 % > КИН ≥ 30 %	32,7	50,3	82,5
73	30 % > КИН ≥ 25 %	27,6	43,1	85,0
41	25 % > КИН ≥ 20 %	22,4	34,2	80,3
15	20 % > КИН	17,6	26,1	66,1
131	Не вовлеченные в разработку запасы	23,3	0,0	0,0
463	ХМАО – Югра РФН	35,8	60,7	89,3

Запасы с выработкой более 60 % характеризуются очень высокой степенью обводненности продукции (среднее значение – 94 %) и относятся к пластам со средним значением КИН – 39,9 %, т.е. с лучшими добычными возможностями. По мере снижения процента выработанности запасов, степень обводненности продукции продолжает оставаться более 74 % 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 числится не вовлеченный в разработку 131 участок месторождений. Запасы указанных участков составляют 355 и 183 млн тонн соответственно геологических и извлекаемых со средним проектным КИН – 23,3 %

Таблица 4.3 дает общее представление о выработке начальных извлекаемых запасов, обводненности продукции скважин и обеспеченности добычи нефти текущими разведанными запасами по недропользователям.

Сопоставляя ключевых недропользователей по структуре и состоянию выработки запасов, вкладу в общую добычу по округу

Таблица 4.3. Показатели разработки по компаниям округа на 01.01.2021 г.

КОМПАНИЯ	Отбор от НИЗ, %	Обводненность продукции скважин, %	КИН проектный, %	КИН текущий, %	Кратность запасов годовой добыче, лет
ПАО «Сургутнефтегаз»	69,5	89,1	30,0	20,8	23
ПАО «ЛУКОЙЛ»	65,6	91,0	34,1	22,4	35
АО «Томскнефть» ВНК	65,4	89,8	37,0	24,2	52
ПАО «НГК Славнефть»	59,8	89,3	41,4	24,8	70
ПАО «НК «Роснефть»	59,7	90,2	39,0	23,3	41
Компания «СПД Н.В.»	48,7	84,2	33,7	16,4	17
ПАО НК «РуссНефть»	48,1	77,6	32,5	15,6	67
ПАО «Газпром»	45,0	74,6	30,6	13,8	31
АО «НК «Нефтиса»	32,6	77,8	31,5	10,3	50
Прочие НК	25,1	79,1	31,7	8,0	74
ХМАО РФН	60,7	89,3	35,8	21,7	37

(табл. 4.2, рис. 4.4-4.6), необходимо прежде всего отметить, что у ПАО «Сургутнефтегаз» прослеживается занижение проектного КИН. Выработанность НИЗ по данному недропользователю наибольшая, тогда как по величине текущего КИН ПАО «Сургутнефтегаз» отстает от АО «Томскнефть» ВНК, ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «НГК «Славнефть». Доля от добычи в целом по ХМАО выше, чем доля ТИЗ, но близка к доле от текущих геологических запасов. Иначе говоря, добыча соответствует геологическим запасам, но обеспечивается (согласно Госбалансу) меньшей, по сравнению с другими недропользователями, величиной текущих извлекаемых запасов.

По показателям «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» прослеживается приоритет интенсификации в деятельности данного недропользователя. Кратность запасов самая низкая среди других нефтяных компаний, вклад в добычу превышает доли от запасов — как геологических, так и извлекаемых, включая разведанные.

У ПАО «Газпром» вклад в добычу также несколько выше доли запасов по разведанным ТИЗ, а также текущих геологических запасов по сумме категорий, хотя и близок к доле ТИЗ по сумме категорий. Кратность запасов ниже, чем у большинства вертикально интегрированных компаний, кроме «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» и ПАО «Сургутнефтегаз». Относительно высокая интенсивность

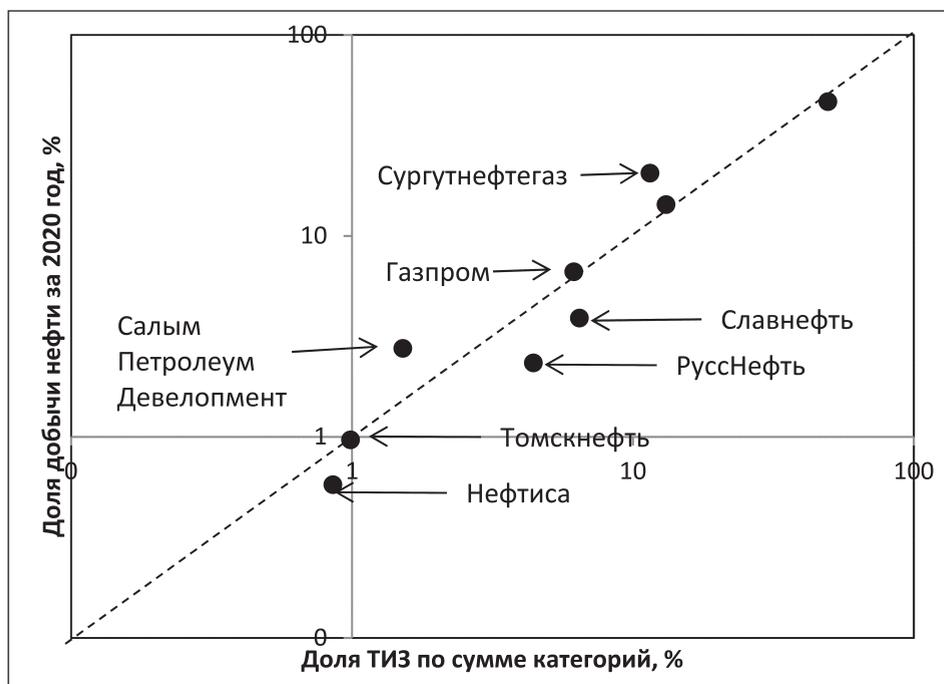


Рис. 4.4. Сопоставление вклада крупнейших недропользователей в добычу по округу с долей текущих извлекаемых запасов

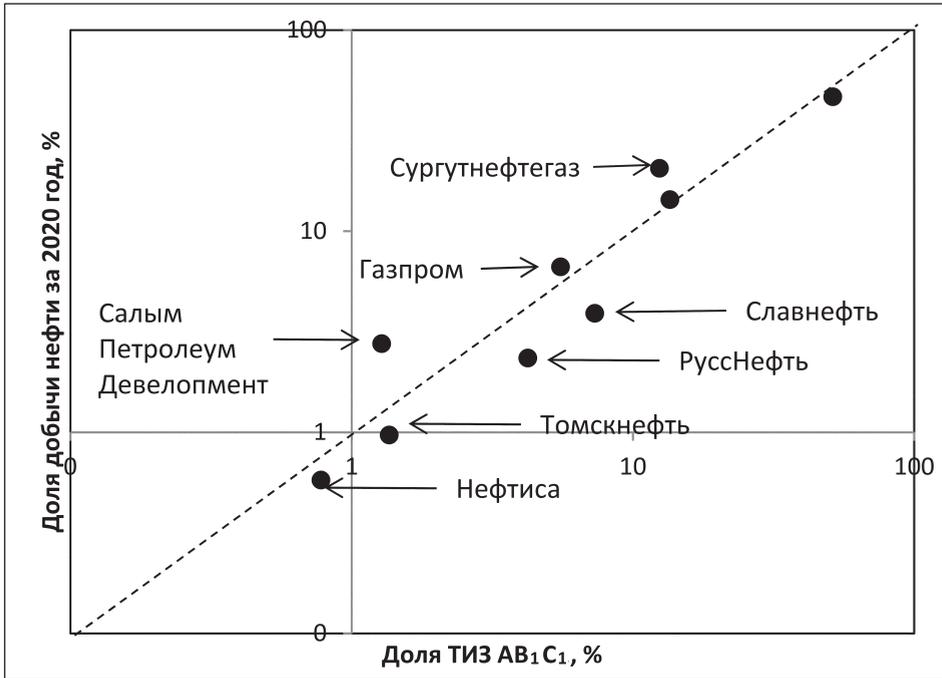


Рис. 4.5. Сопоставление вклада крупнейших недропользователей в добычу по округу с долей текущих извлекаемых разведанных запасов

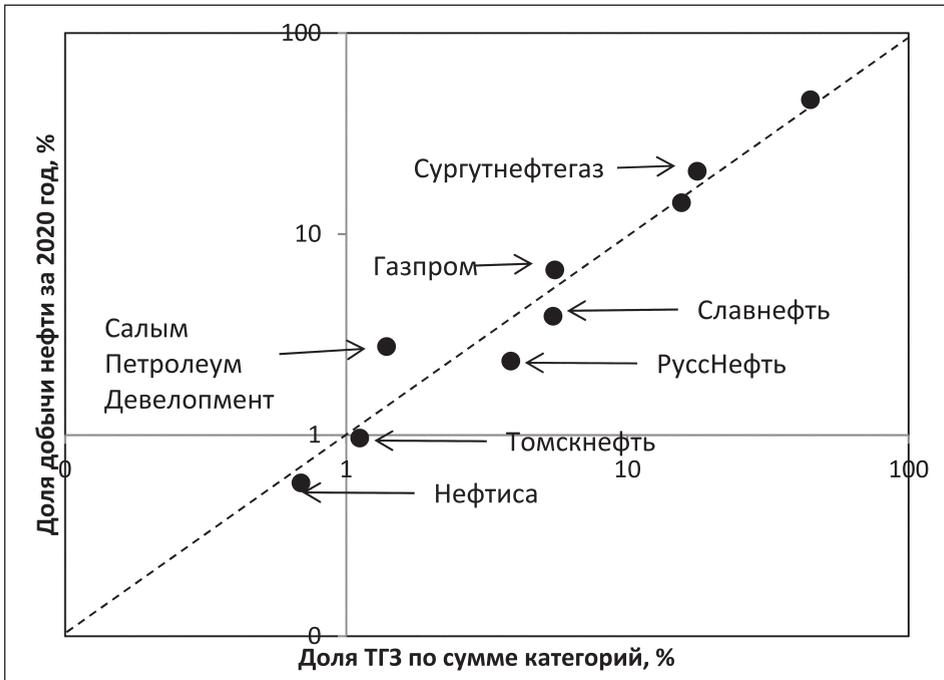


Рис. 4.6. Сопоставление вклада крупнейших недропользователей в добычу по округу с долей текущих геологических запасов

выработки запасов достигается массовым бурением горизонтальных скважин, в т.ч. с многозонным гидроразрывом. В 2020 году из 285 новых скважин 193 ед. пробурены с горизонтальным окончанием (67,7 %) по сравнению с 54,9 % в среднем по ХМАО. Кроме того, на месторождениях данной компании может быть занижена разведанность запасов (из-за несвоевременной актуализации категорий), что объясняет соответствие доли добычи доле ТИЗ по сумме категорий при превышении доли разведанных ТИЗ.

У ПАО «НГК «Славнефть» проектный КИН наиболее высокий среди вертикально интегрированных нефтяных компаний, однако отмечается серьезное отставание в выполнении проектных показателей. Если в целом по ХМАО – Югре добыча нефти в 2020 году была ниже проектной на 15 млн т (из-за ограничений ОПЕК), то на ПАО «НГК «Славнефть» из них пришлось 3,4 млн т (22,7 %) при кратно меньшей доле, собственно, добычи (менее 4 %). Как следствие, доля добычи по данной компании также отстает от долей запасов, а кратность запасов наибольшая среди ВИНКов.

У ПАО «НК «РуссНефть» вклад в добычу также существенно отстает от долей запасов, а показатель кратности запасов – второй после ПАО «НГК «Славнефть».

По АО «Томскнефть» ВНК выработка запасов затруднена из-за состояния фонда. Доля неработающего фонда – наибольшая среди ВИНК. По этой причине часть запасов, формально считающаяся вовлеченной в разработку, фактически не участвует в нефтедобыче. В этой связи доля добычи соответствует долям запасов по сумме категорий, но отстает от доли ТИЗ по категориям AB_1C_1 .

У АО «НК «Нефтиса» доля добычи ниже доли ТИЗ по сумме категорий, но близка к доле разведанных ТИЗ, т.е. доля разведанных запасов по данному недропользователю ниже, чем в среднем по ХМАО. Следует также отметить что АО «НК «Нефтиса» отстает от других вертикально интегрированных компаний по текущему КИН и отборам от НИЗ. При этом ПАО НК «РуссНефть» и ПАО «Газпром» близки к данному недропользователю по обводненности, т.е. в случае с АО «НК «Нефтиса» выработанность НИЗ в большей степени отстает от обводненности. Данное обстоятельство указывает на то, что АО «НК «Нефтиса» отстает от других недропользователей не только по доразведке, но и по разбуренности, поскольку даже разведанные запасы в данном случае вовлечены в разработку в меньшей степени.

Наконец, у ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «ЛУКОЙЛ» вклад в добычу соответствует долям запасов, а сами компании примечательны наиболее высокими показателями текущей обводненности – по обеим она превысила в 2020 году 90 %. При этом по текущему КИН ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «ЛУКОЙЛ» отстают от АО «Томскнефть» ВНК и ПАО «НГК «Славнефть», где обводненность несколько ниже. Т.е. лишь отчасти опережение других ВИНКов по обводненности может быть объяснено относительно высоким опытом разработки.

В случае с ПАО «НК «Роснефть» обводнению добываемой продукции способствует ввод со значительной обводненностью новых скважин – в среднем 60,5 %, т.е. второй показатель после АО «Томскнефть» ВНК (68,2 %), а также интенсивная закачка воды. Средняя приемистость на нагнетательную скважину ПАО «НК «Роснефть» в 2020 году составила 244,1 м³/сут, выше этот показатель только у «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» (249,8 м³/сут), а по остальным вертикально интегрированным компаниям составляет от 119,5 до 194,3 м³/сут. Чрезмерная закачка воды ведет к ее циркуляции между нагнетательными и добывающими скважинами. При этом потокоотклоняющие технологии (на основе физико-химического воздействия) на месторождениях ПАО «НК «Роснефть» распространены в недостаточной степени – применяются только на 11 из 79 месторождений.

В свою очередь ПАО «ЛУКОЙЛ» характеризуется значительной разбуренностью – 70 %, уступая по данному показателю только АО «Томскнефть» ВНК. Иначе говоря, на большинстве месторождений данной компании (особенно разрабатываемых в западной части ХМАО) процесс разбуривания близок к завершению, а неразбуренными остаются наименее продуктивные участки. В этой связи ПАО «ЛУКОЙЛ» отстает от других ВИНКов по показателю дебита новых скважин – в 2020 году он составил по данной компании в среднем 17,2 т/сут, тогда как по остальным – от 18,8 до 84,5 т/сут. Соответственно, ввод малопродуктивных новых скважин не компенсирует снижение добычи и обводнение продукции по переходящему фонду.

Основная добыча нефти по округу обеспечивается месторождениями, введенными в разработку до 1995 г. (рис. 4.7). 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 (табл. 4.4).

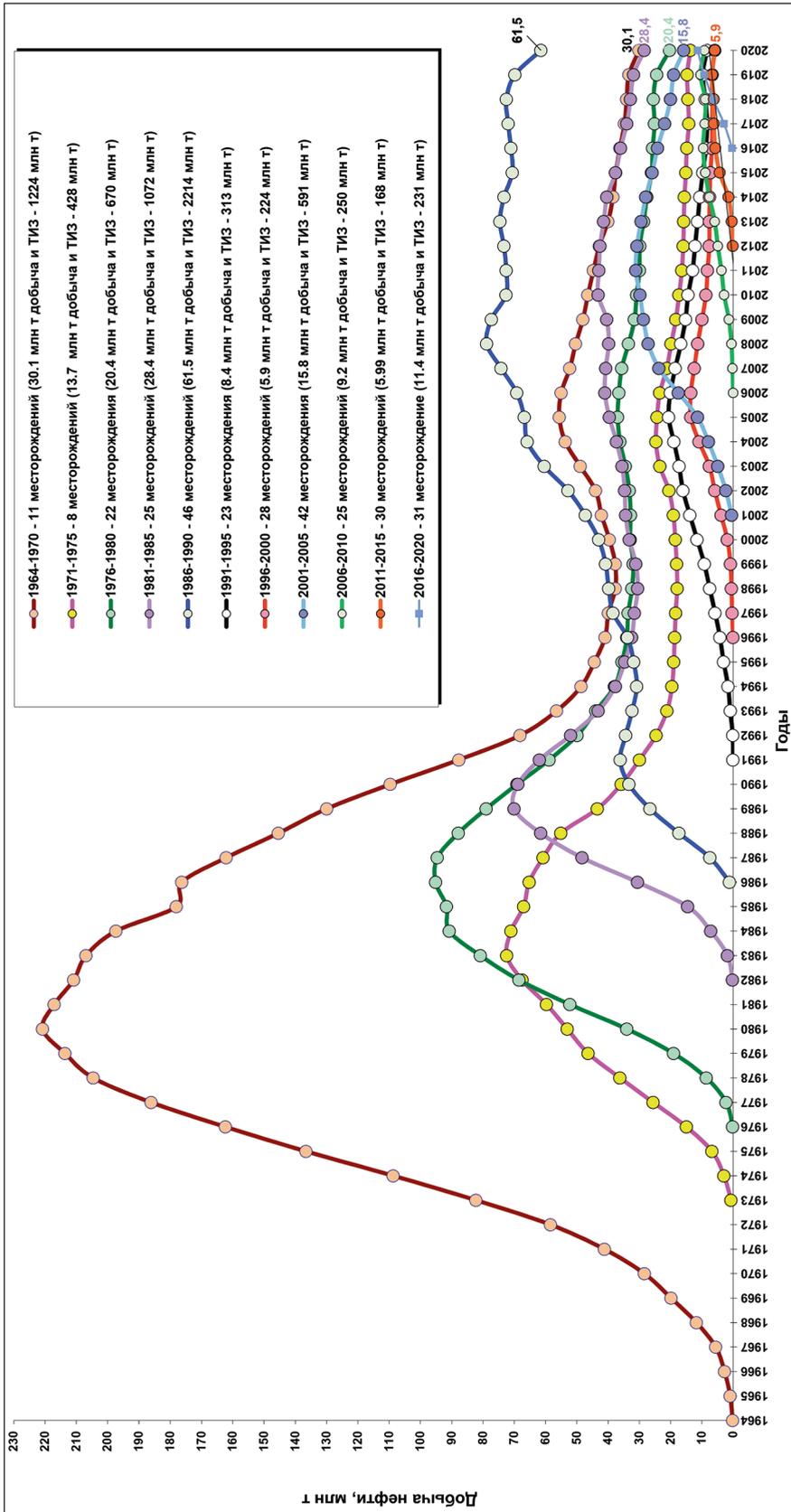


Рис. 4.7. Динамика ввода месторождений ХМАО – Югры в разработку

Таблица 4.4. Показатели разработки групп месторождений по периодам начала добычи нефти на 01.01.2021 г.

Колличество месторождений в группе	Период начала добычи нефти	Добыча нефти за 2020 г., млн т	НИЗ по категории АВ ₁ С ₁ на 01.01.2020 г., млн т	НИЗ по категории АВ ₁ С ₁ на 01.01.2020 г., млн т	ТЗ по категории АВ ₁ С ₁ на 01.01.2021 г., млн т	ТЗ по категории АВ ₁ С ₁ на 01.01.2021 г., млн т	Разрушенность проектного фонда, %	Отбор от НИЗ, %	Обводненность продукции скважин, %	Добит скважин по нефти, т/сут	Добит скважин по жидкостям, т/сут	Добит новых скважин по нефти, т/сут	Примененность нагнетательных скважин, м ³ /сут	Добыча нефти с начала разработки АВ ₁ С ₁ на 01.01.2021 г., тыс. т	КИН АВ ₁ С ₁ проектный	КИН АВ ₁ С ₁ текущий	Обеспеченность извлекаемыми запасами, лет	Общий пробуренный фонд, скв.	Добывающий фонд, скв.	Нагнетательный фонд, скв.	Действующий добывающий фонд, скв.	Действующий нагнетательный фонд, скв.	Коэффициент использования эксплуатационного фонда, %
11	1964-1970 – 11 месторождений (30,1 млн т добыча и ТИЗ – 1224 млн т)	30,1	12270	5803	7691	1224	76,8	78,9	95,7	7,4	171,5	19,1	298,4	4579	0,473	0,373	41	37988	13537	7348	11978	6845	90,1
8	1971-1975 – 8 месторождений (13,7 млн т добыча и ТИЗ – 428 млн т)	13,7	5043	1772	3698	428	74,6	75,9	88,0	6,6	55,1	20,3	179,8	1344	0,351	0,267	31	19167	6302	3105	5988	2890	94,4
22	1976-1980 – 22 месторождения (20,4 млн т добыча и ТИЗ – 670 млн т)	20,4	7043	2531	5182	670	81,3	73,5	93,1	6,0	86,0	18,0	198,6	1861	0,359	0,264	33	33655	12133	6190	11034	5470	90,1
25	1981-1985 – 25 месторождений (28,4 млн т добыча и ТИЗ – 1072 млн т)	28,4	7912	2525	6460	1072	49,9	57,5	89,7	7,3	70,8	23,5	172,1	1453	0,319	0,184	38	32674	14385	7052	13054	6465	91,1
46	1986-1990 – 46 месторождений (61,5 млн т добыча и ТИЗ – 2214 млн т)	61,5	12166	4032	10348	2214	59,0	45,1	80,5	9,9	50,5	27,4	163,5	1818	0,331	0,149	36	43840	20772	9099	19107	8284	91,7
23	1991-1995 – 23 месторождения (8,4 млн т добыча и ТИЗ – 313 млн т)	8,4	1983	631	1665	313	53,8	50,3	88,0	8,0	66,8	44,6	133,6	317	0,318	0,160	37	8039	3504	1988	3326	1839	94,0
28	1996-2000 – 28 месторождений (5,9 млн т добыча и ТИЗ – 224 млн т)	5,9	1219	398	1045	224	62,2	43,7	83,9	7,6	47,2	16,3	121,7	174	0,326	0,142	38	5336	2516	1138	2370	1073	94,2
42	2001-2005 – 42 месторождения (15,8 млн т добыча и ТИЗ – 591 млн т)	15,8	3237	992	2836	591	47,1	40,2	83,0	7,6	44,4	28,9	123,8	399	0,306	0,123	37	11963	6330	3171	6046	2961	94,8
25	2006-2010 – 25 месторождений (9,2 млн т добыча и ТИЗ – 250 млн т)	9,2	1152	333	1068	250	31,9	24,6	64,6	14,8	41,9	51,2	116,8	82	0,289	0,071	27	3716	2068	921	1953	901	95,5
30	2011-2015 – 30 месторождений (5,99 млн т добыча и ТИЗ – 168 млн т)	5,9	783	205	746	168	37,2	18,2	63,4	14,0	38,2	20,5	99,2	37	0,262	0,048	28	2584	1410	682	1353	653	95,9
31	2016-2020 – 31 месторождение (11,4 млн т добыча и ТИЗ – 231 млн т)	11,4	877	262	846	231	23,5	9,4	47,9	53,6	102,9	81,1	151,4	25	0,298	0,028	20	1739	879	438	768	407	89,2
291	Всего добыча нефти	211	53684	19482	41586	7385	60,6	89,3	8,5	78,9	28,8	190,7	12088	0,363	0,225	35	200701	83836	41132	76977	37788	91,8	

4.3. Добыча нефти

Добыча нефти по округу в 2020 году составила 210,82 млн т, это – 93,3 % от проектной величины (225,9 млн т). По сравнению с 2019 годом добыча нефти снизилась на 10,7 %.

Как показывает динамика выполнения проектного показателя по годовой добыче нефти (рис. 4.8), в 2005–2016 гг. отмечалось недостижение проектного уровня годовой добычи в пределах 2–4 %, а в 2017–2019 гг. фактические уровни добычи превышали проектные на 4,7; 4 и 3,2 млн т соответственно. В 2020 году добыча нефти из-за ограничений ОПЕК и пандемии коронавируса составила 210,82 млн т, а ожидаемая за 2021 год составит 98,4 % от проекта по добыче и 97,3 % от проекта по действующему добывающему фонду. Проектная добыча по прогнозу ЦРН составит 215 млн т. В прогнозе ЦРН учтены все факторы, существенно влияющие на добычу, поэтому авторы считают его наиболее вероятным.

Снижение уровня добычи началось в 2008 году. В последующие годы добыча нефти в округе снизилась на 43,1 млн т (14,5 %). Максимальные темпы снижения добычи нефти отмечены в 2008 году – 2,5 %, в 2015 году – 2,9 % и в 2020 году – 10,7 % из-за ограничений ОПЕК.

Плавное снижение добычи нефти хорошо прослеживается по среднесуточной добыче нефти (рис. 4.9). С января 2008 по декабрь 2017 года, снижение составило 116 тыс. т в сутки (15 %).

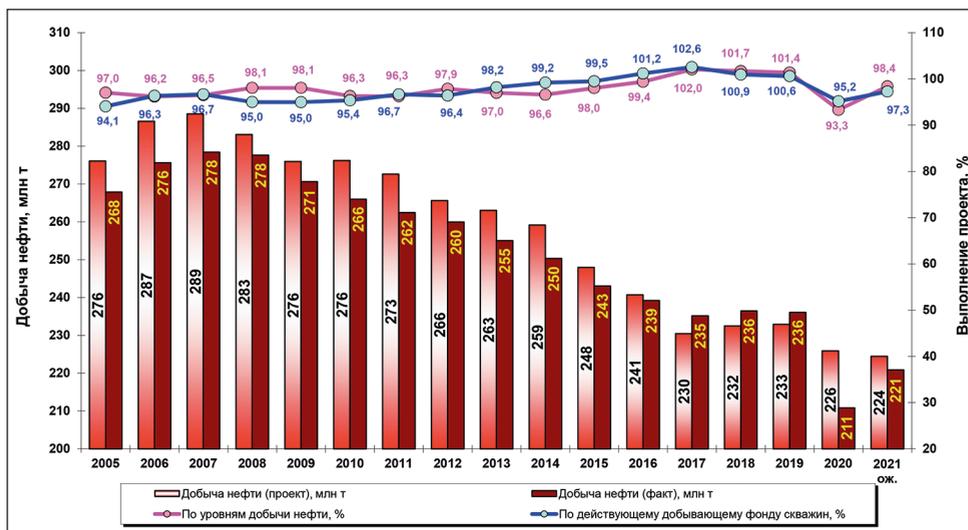


Рис. 4.8. Динамика добычи нефти и выполнение проектных показателей по добыче и действующему добывающему фонду скважин

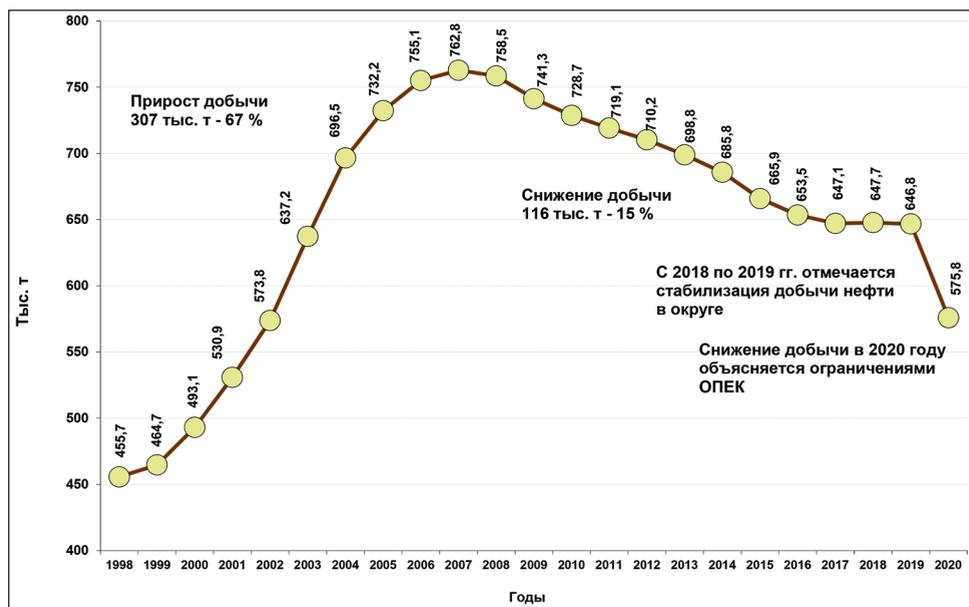


Рис. 4.9. Динамика среднесуточной добычи по ХМАО – Югре

В 2018-2019 гг. добыча в округе выросла, что связано с ростом объема бурения наклонно-направленных, горизонтальных скважин и боковых стволов различного профиля. В 2020 году из-за ограничений ОПЕК и пандемии коронавируса среднесуточная добыча снизилась до 575,8 тыс. т в сутки (на 10,7 %).

В таблице 4.5 приведены основные показатели разработки нефтяных месторождений ХМАО – Югры в 2019-2020 гг. и планы на 2021 год.

Рисунок 4.10 характеризует годовую добычу нефти по недропользователям Югры в 2019-2020 гг. и планы на 2021 г. За исключением Прочих НК (+0,61 тыс. т) годовая добыча нефти в 2020 г. у всех компаний была ниже добычи 2019 г. Не достигли проектного уровня добычи в 2020 г. все компании и только АО «НК «Нефтиса» перевыполнила проектный показатель на 0,07 тыс. т.

На 2021 год все недропользователи, кроме ПАО «Газпром», планируют недостижение проектного уровня добычи нефти.

В 2020 году 3 крупные ВИНК (ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Сургутнефтегаз» и ПАО «ЛУКОЙЛ») обеспечили 81,6 % годовой добычи округа (172,1 млн т).

**Таблица 4.5. Основные показатели разработки нефтяных месторождений ХМАО – Югры по отчетам
недропользователей и проектным документам в 2019-2020 гг. и планы на 2021 г.**

№ пп	Показатели	2019 г.			2020 г.			2021 г.		% 2020 г. к 2019 г.	
		проект	факт	% вып-я	проект	факт	% вып-я	проект	б-план		% вып-я
1	Добыча нефти с конденсатом, млн т	232,9	236,1	101,4	225,9	210,8	93,3	224,5	220,9	98,4	89,3
2	Добыча нефти с начала разработки с конденсатом, млн т	12622	11916	94,4	12122	12127	100,0	12343	12332	99,9	101,8
3	Головой отбор нефти на одну действующую скважину, тыс. т	2,9	3,0	100,8	2,8	2,7	98,1	2,7	2,7	100,9	92,3
4	Эксплуатационное бурение, млн м	13,2	17,0	129,0	13,4	17,0	126,9	13,9	15,0	107,5	100,1
5	Ввод новых эксплуатационных скважин, скв.	3835	4466	130,8	3676	3991	108,6	3918	4607	117,6	79,5
6	Добывающий фонд скважин на конец года, скв.	86954	86362	99,3	88320	83871	95,0	90507	86353	95,4	97,1
7	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, скв.	79104	79581	100,6	80886	76979	95,2	83116	80849	97,3	96,7
8	Дебит по нефти новых скважин, т/сут	30,9	30,6	99,2	31,2	28,8	92,2	29,7	33,6	113,0	94,0
9	Дебит по нефти, т/сут	8,8	8,8	104,2	8,1	8,5	104,8	7,9	8,3	105,7	96,2
10	Дебит по жидкости, т/сут	83,8	84,1	100,4	81,4	78,9	96,9	79,7	79,3	99,5	93,8
11	Нагнетательный фонд скважин на конец года, скв.	40947	41964	102,5	42579	41132	96,6	43826	43398	99,0	98,0
12	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, скв.	36971	38400	103,9	38595	37788	97,9	40007	40109	100,3	98,4
13	Среднегодовая приемистость, м³/сут	184,9	190,7	103,1	173,7	176,7	101,7	169,5	161,6	95,3	92,7
14	Добыча жидкости, млн т	2301	2273	98,8	2266	1964	86,6	2277	2104	92,4	86,4
15	Добычи жидкости с начала разработки, млн т	59601	59641	100,1	61930	61605	99,5	64212	63574	99,0	103,3
16	Зачака воды, млн м³	2352	2332	99,2	2307	2034	88,2	2319	2191	94,5	87,2
17	Зачака воды с начала разработки, млн т	67500	67622	100,2	69869	69655	99,7	72214	72391	100,2	103,0
18	Текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	97,4	97,1	99,7	97,6	95,3	97,6	97,6	99,1	101,5	98,1
19	Компенсация отборов жидкости закачкой воды с начала разработки, %	102,3	102,4	100,1	102,7	101,8	99,1	102,5	103,2	100,7	99,4
20	Обводненность продукции скважин, %	89,9	89,6	99,7	90,0	89,3	99,2	90,1	89,5	99,3	99,6
21	Коэффициент использования эксплуатационного фонда, %	90,8	91,9	101,3	91,3	91,8	100,6	91,7	93,2	101,7	99,9
22	Коэффициент эксплуатации, %	94,9	90,2	95,1	97,1	84,6	87,1	99,7	90,7	90,9	93,7

За 2020 год:

Отбор от НИЗ*, %	- 60,7	Темп отбора от НИЗ*, %	- 1,1
Текущий КИН АВ _{1С₁} , доли ед.	- 0,217	Темп отбора от ТИЗ*, %	- 2,7
Кратность запасов годовой добыче*, год	- 37	Неработавший фонд эксплуатационных скважин, скв.	- 36976
КИН АВ _{1С₁} проектный, доли ед.	- 0,358	Неработавший фонд эксплуатационных скважин, %	- 21,3
КИН В _{2С₂} проектный, доли ед.	- 0,230	Геологические запасы категории АВ _{1С₁} , млн т	- 55683
Разбуренность запасов*, %	- 85,8	Извлекаемые запасы категории АВ _{1С₁} , млн т	- 19941
Разбуренность проектного фонда скважин, %	- 57,9		

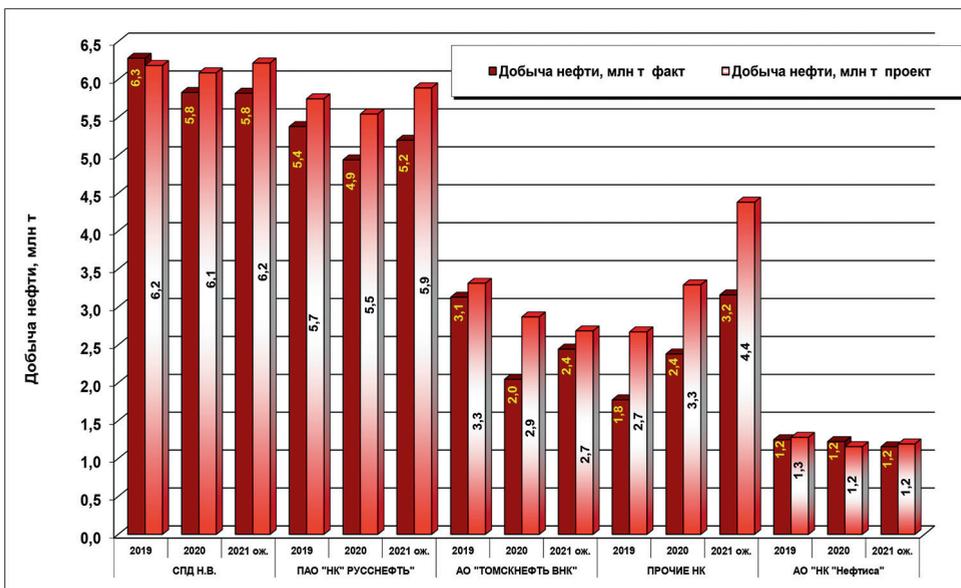
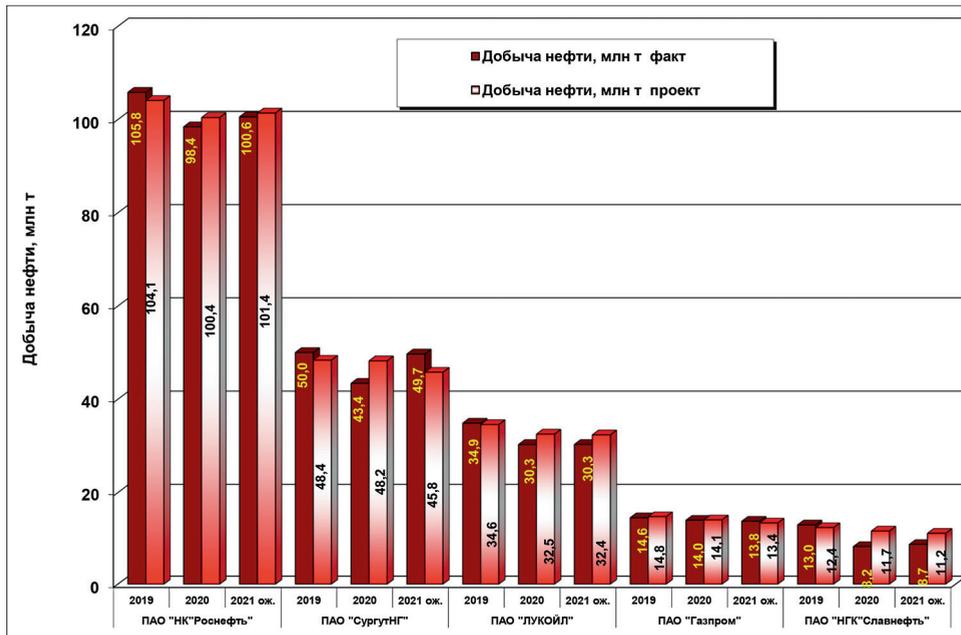


Рис. 4.10. Добыча нефти ВИНКами округа в 2019-2020 гг. и планы на 2021 г.

4.4. Состояние эксплуатационного фонда скважин

За период 1996–2020 гг. 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. 4.11). Коэффициент его использования за этот период вырос с 70,9 до 91,8 %, а неработающий фонд немного вырос до 37 тыс. скважин, что связано с ограничением добычи нефти по ОПЕК.

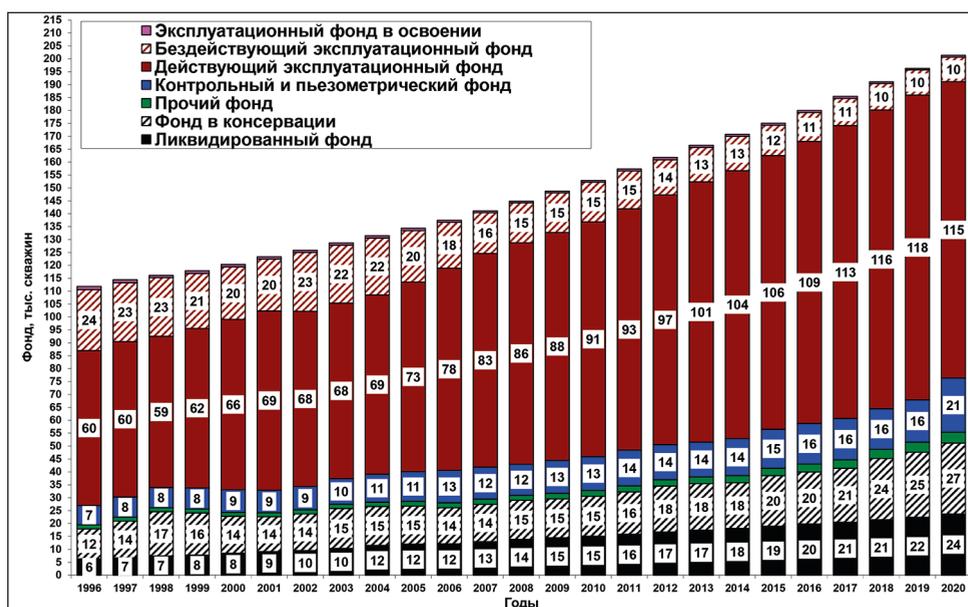


Рис. 4.11. Распределение пробуренного фонда скважин по ХМАО – Югре

Таблица 4.6. Годовой отбор нефти из низкодебитных и высокообводненных скважин в 2020 г.

Наименование	Количество действующих скважин		Добыча нефти	
	тыс. ед.	%	млн т	%
Среднегодовые дебиты меньше 5 т/сут	44,3	51,8	27,6	14,3
Среднегодовая обводненность продукции более 95 %	28,6	33,4	27,7	14,3
Среднегодовые дебиты меньше 5 т/сут или обводненность более 95 %	50,7	59,2	44,6	23

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 (табл. 4.6). Это

свидетельствует о том, что значительная часть нефти на месторождениях Югры добывается из низкодебитного и высокообводненного фонда. В то же время видно, что в сравнении с 2018 годом, низкодебитный высокообводненный фонд увеличился на 2,7 тыс. ед.

Использование эксплуатационного фонда скважин по недропользователям приведено на рисунке 4.12. Наименьшим показателем коэффициента использования характеризуются АО «Томскнефть» ВНК и Прочие НК (мелкие недропользователи, не входящие в ВИНКи).

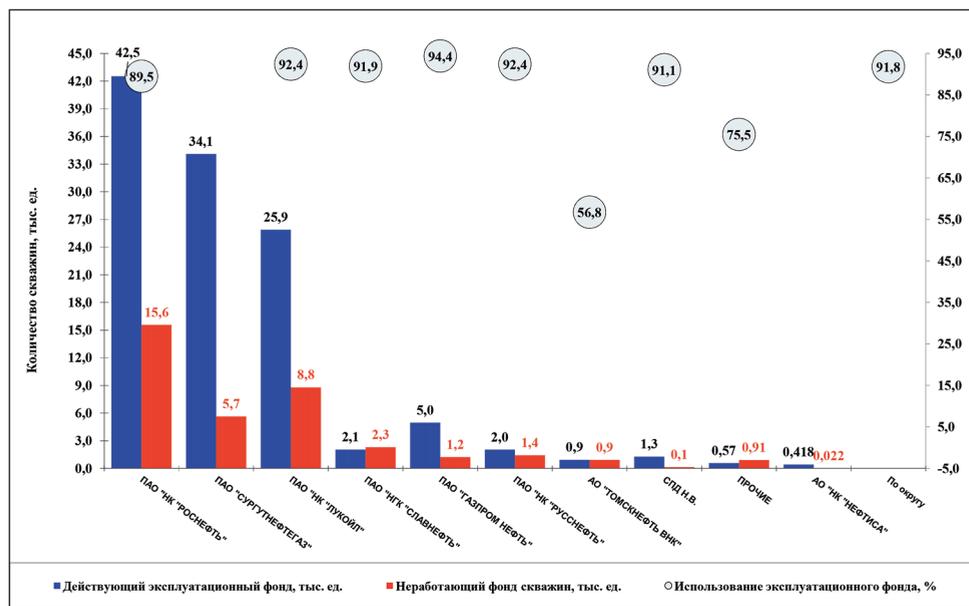


Рис. 4.12. Характеристика фонда скважин нефтяных компаний ХМАО — Югры

Динамика дебитов скважин по нефти в целом по округу с 2005 г. характеризуется снижением на 5,9 т/сут (41 %), рис. 4.13. 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.

Среди недропользователей ХМАО — Югры (рис. 4.14) в лучшую сторону отличаются дебиты переходящего фонда нефтяных компаний, имеющих запасы с небольшой выработкой (новые месторождения): «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.». У остальных компаний, кроме ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «ЛУКОЙЛ» и АО «Томскнефть» ВНК, они превышают средние по округу (8,5 т/сут).

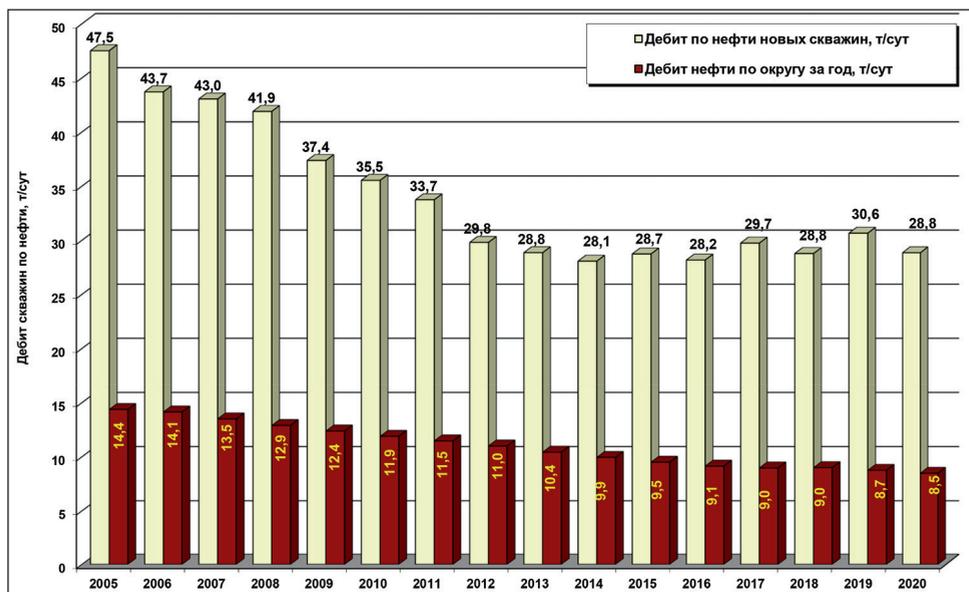


Рис. 4.13. Динамика дебитов скважин по нефти в ХМАО – Югре

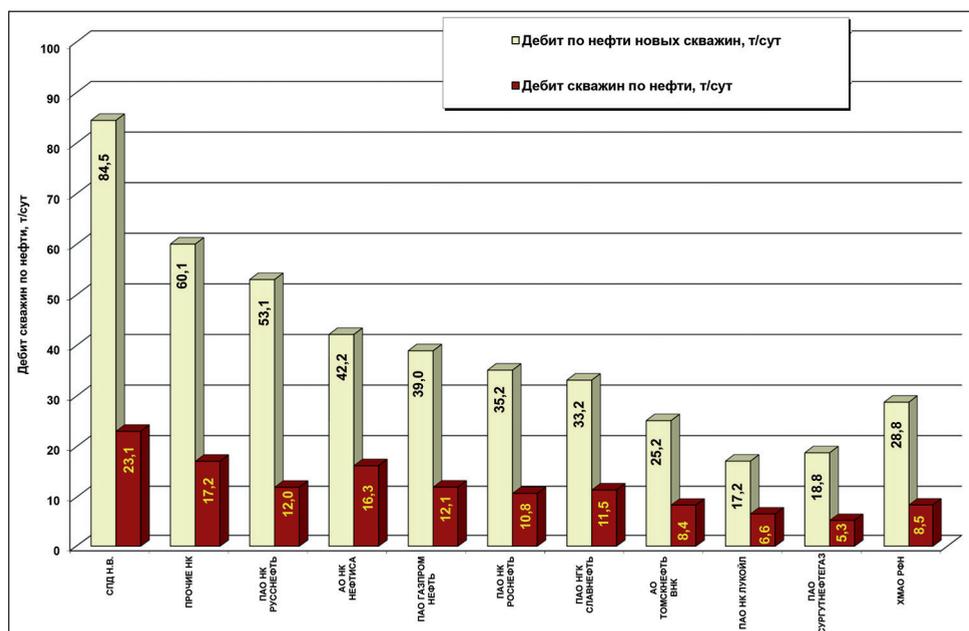


Рис. 4.14. Показатели дебитов нефти по компаниям ХМАО – Югры

4.5. Эксплуатационное бурение

Для динамики объемов эксплуатационного бурения по округу (рис. 4.15) характерен рост с 2005 по 2020 гг. Причем если до 2015 года фактические объемы бурения были близки к проектным или ниже, то в дальнейшем отмечается перевыполнение проектного уровня.

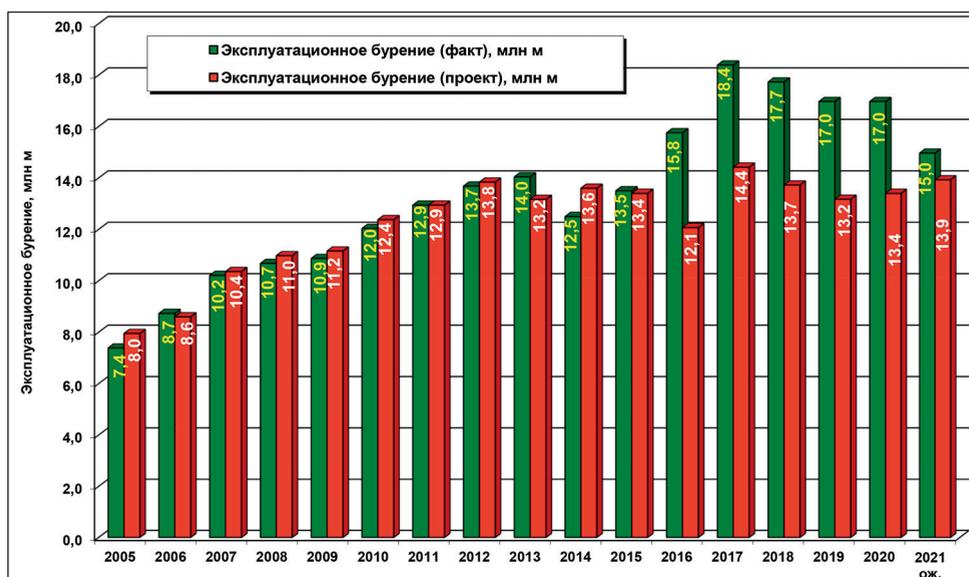


Рис. 4.15. Динамика объемов эксплуатационного бурения по ХМАО – Югре за 2005-2020 гг. и планы на 2021 г.

В 2014 г. объемы эксплуатационного бурения снизились на 1,5 млн м и составили 12,5 млн м. Тогда же отмечено наибольшее отставание от проектной величины – 9,2 % или 1,1 млн м. В 2020 году объем бурения увеличился в сравнении с 2014 годом на 4,5 млн м. В 2021 году недропользователи планируют пробурить 15 млн м, на 2 млн м меньше, чем в 2020 году и 107,6 % от проектной величины – 13,9 млн м.

Характеристика объемов эксплуатационного бурения по недропользователям за 2019-2020 гг. показывает, что в 2020 г. объемы уменьшились у всех компаний, кроме ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром».

Проектные показатели выполнили все компании, кроме ПАО НК «РуссНефть», компании «СПД Н.В.», Прочих НК и АО «Томскнефть» ВНК (рис. 4.16). В 2021 году все компании планируют недостижение проектного уровня по объемам эксплуатационного бурения, кроме ПАО «НК «Роснефть», ПАО «СургутНГ», ПАО «Газпром» и АО «НК «Нефтиса»

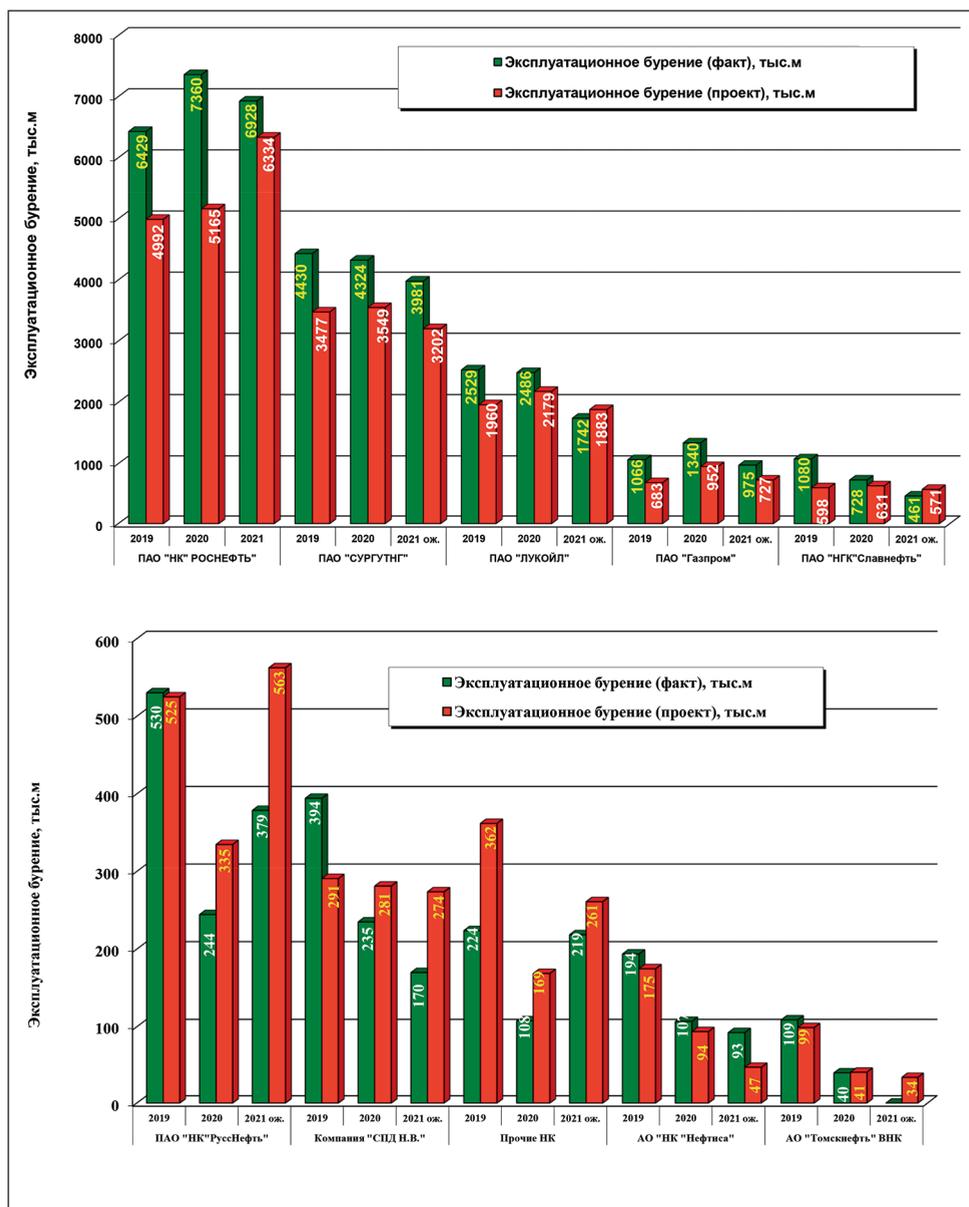


Рис. 4.16. Объемы эксплуатационного бурения по компаниям ХМАО – Югры

4.6. Баланс отборов жидкости и закачки воды для поддержания пластового давления

Одно из основных грубых нарушений проектных решений, имеющих большие негативные последствия – допущенное в предыдущие годы обильное заводнение продуктивных пластов путем интенсивной закачки, что в свою очередь обуславливает высокую обводненность добываемой продукции (рис. 4.17). С 1993 года в

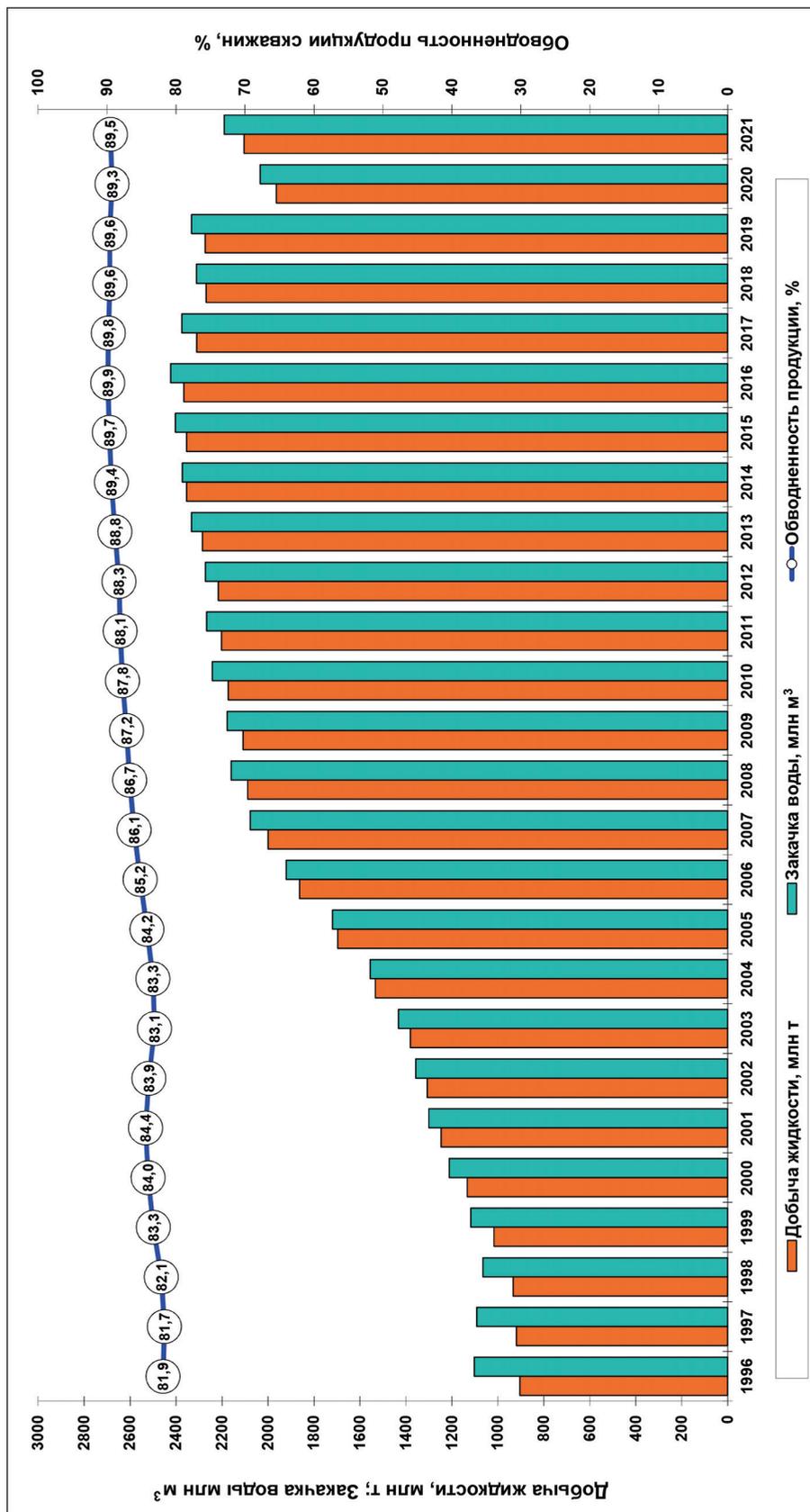


Рис. 4.17. Динамика добычи жидкости, закачки воды и обводненности продукции

результате снижения закачки удалось стабилизировать обводненность продукции скважин на уровне 80-83 %, а в 2001-2003 гг. снизить ее с 84,5 до 83,1 %, однако с 2004 года обводненность снова начала расти в связи с увеличением объема закачки воды и достигла в 2016 г. 89,9 %.

Преждевременное обводнение ведет к увеличению себестоимости добычи и, соответственно, снижает эффективность разработки нефтяных месторождений. В этой связи при проектировании процессов разработки необходимо предусматривать решения, направленные на обеспечение баланса отборов и закачки пластовых флюидов.

Рассматривая распределение добычи жидкости, закачки воды и обводненности продукции по недропользователям округа (рис. 4.18) можно прежде всего выделить две группы недропользователей по обводненности продукции. По ключевым недропользователям, длительно разрабатывающим «старые» месторождения, обводненность составляет 88,3-92,4 %. Недропользователи, имеющие обводненность в диапазоне 62,8-86,1 %, разрабатывают более «свежие запасы» – новые месторождения.

В 2020 г. закачка воды превышала добычу жидкости на 70 млн т. В 2021 г. планируется также превышение объемов закачки воды над отборами жидкости на 86,6 млн т.

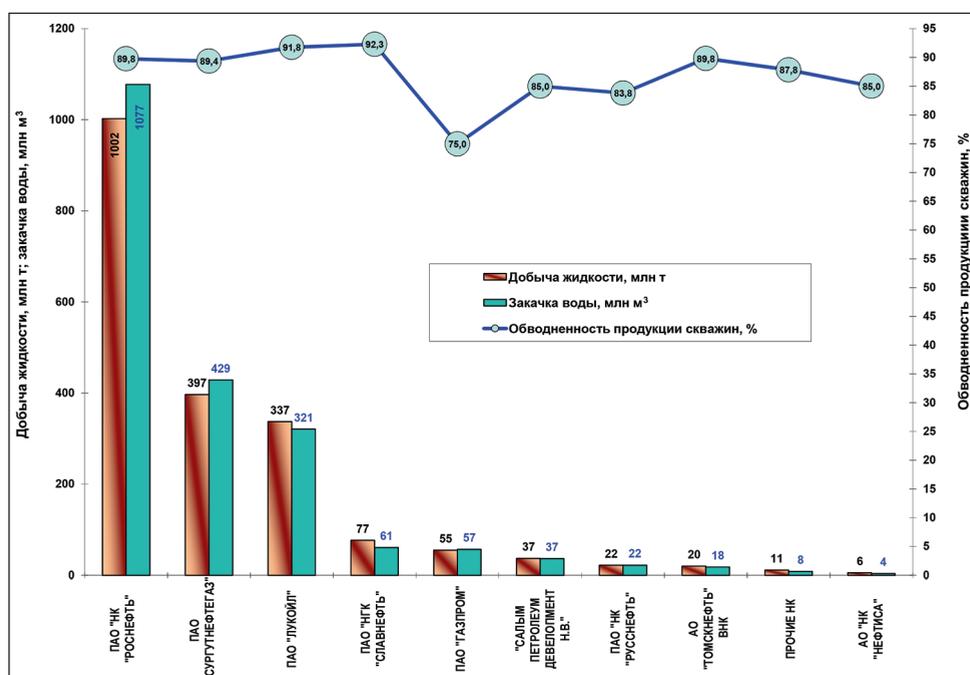


Рис. 4.18. Показатели добычи жидкости, закачки воды и обводненности продукции по компаниям

4.7. Методы интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи

С 2012 по 2018 годы количество скважино-операций ГТМ, направленных на интенсификацию отборов и увеличение нефтеотдачи, увеличилось с 20 до 32 тысяч, а в 2020 году уменьшилось до 27,2 тысяч операций, но при этом прирост годовой добычи снизился не так значительно — с 36,5 до 34,4 млн т (рис. 4.19).

Наиболее эффективным в 2020 г. оказалось бурение горизонтальных скважин, в том числе с многозонным ГРП. Годовой прирост на одну скважино-операцию был получен в объеме 5,6 тыс. т нефти (рис. 4.20). Специалисты ключевых нефтедобывающих компаний (ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть») сходятся во мнении, что бурение горизонтальных скважин с многозонными ГРП является в условиях ХМАО – Югры оптимальной технологией разработки низкопроницаемых коллекторов. Соответственно, объемы бурения горизонтальных скважин с МГРП должны быть увеличены.

В 2020 г. годовой прирост добычи нефти на одну скважино-операцию по бурению боковых стволов составил 2,7 тыс. т. От бурения горизонтальных стволов прирост добычи на одну скважино-операцию сохраняется на уровне 5,6-6,6 тыс. тонн. Эффективность от применения ГРП повысилась на 0,1 тыс. т и составила 1,3 тыс. т нефти на одну скважино-операцию. В целом по ХМАО – Югре в 2020 г. эффективность от применения геолого-

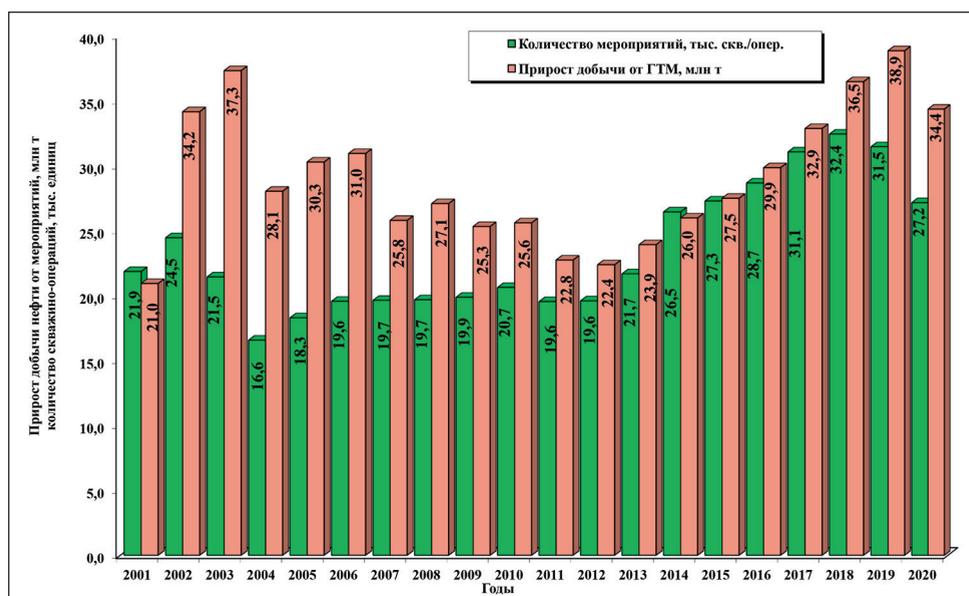


Рис. 4.19. Динамика объемов скважино-операций ГТМ и прироста годовой добычи нефти

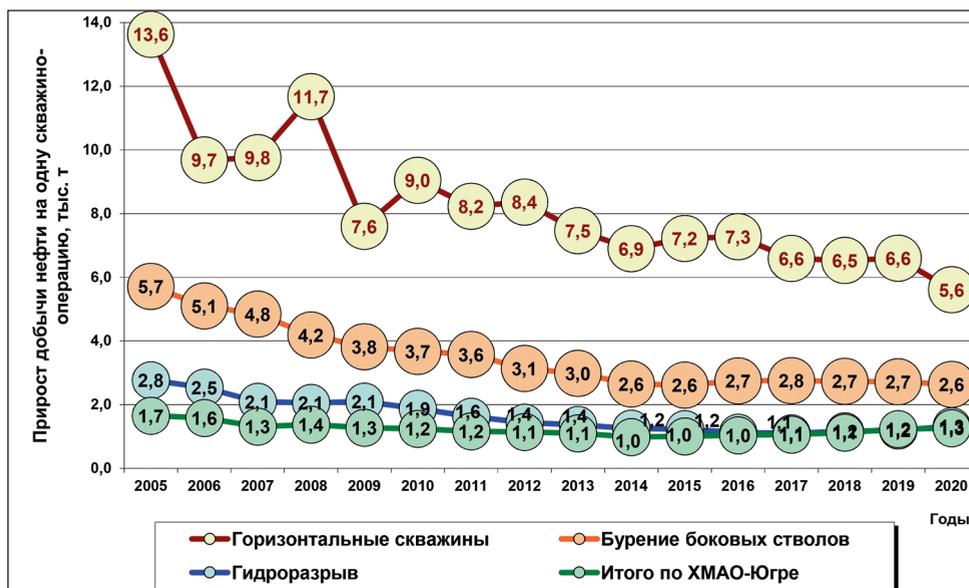


Рис. 4.20. Эффективность скважино-операций ГТМ

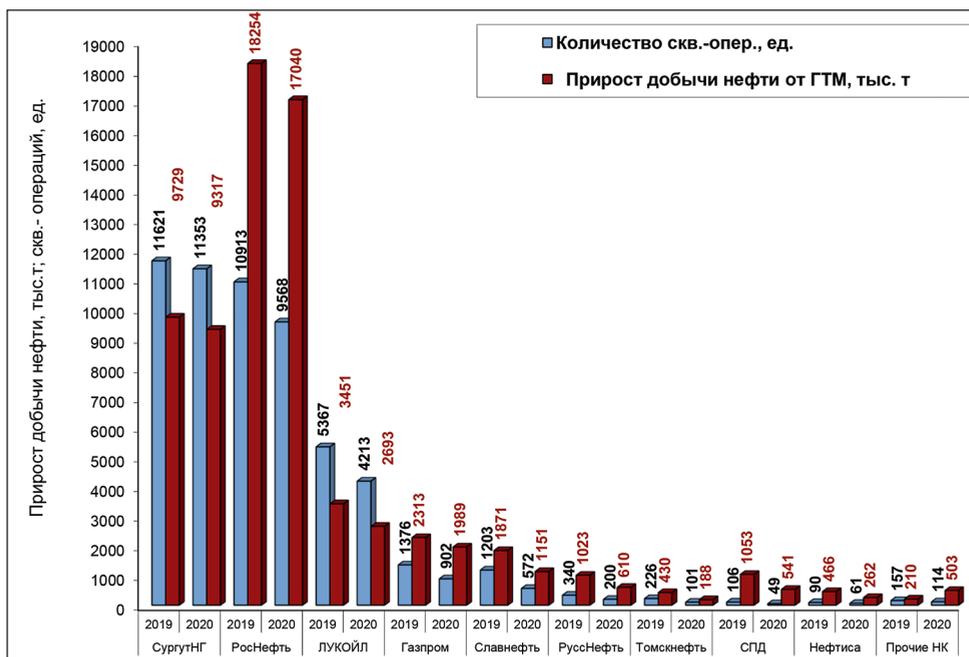


Рис. 4.21. Характеристика объемов ГТМ и прироста годовой добычи нефти по компаниям ХМАО – Югры

технологических мероприятий составила в среднем 1,3 тыс. т на одну скважино-операцию (рис. 4.20).

Динамика прироста добычи нефти на одну скважино-операцию, характеризующая эффективность проводимых в округе гео-

лого-технологических мероприятий, со временем уменьшается, что свидетельствует о снижении возможностей традиционных технологий для роста добычи нефти. Стратегия повышения нефтеотдачи состоит в создании новых технологий нефтедобычи, базирующихся на глубоких фундаментальных исследованиях. А в настоящее время снижение эффективности должно компенсироваться большим объемом проводимых геолого-технологических мероприятий.

На рис. 4.21 приведены объемы ГТМ и годовые приросты добычи нефти в 2020 г. по недропользователям округа. По сравнению с 2019 г. объемы мероприятий и приросты годовой добычи у всех недропользователей в 2020 году уменьшились, хотя доля прироста добычи нефти за счет ГТМ увеличилась у ПАО «СургутНГ» и Прочих НК и составила соответственно 21,5 и 21,1 %.

4.8. Характеристика состояния разработки нефтяных месторождений по административным районам ХМАО – Югры

В составе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры 9 административных районов: Нижневартовский, Сургутский, Нефтеюганский, Ханты-Мансийский, Октябрьский, Советский, Кондинский, Белоярский, на территории которых велась добыча из 293 месторождений нефти, и Березовский район, на котором пока нет разрабатываемых нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений.

Вклад каждого административного района в добычу нефти округа и обеспеченность их запасами нефти на перспективу значительно разнятся.

Распределение текущих извлекаемых запасов категории AB_1+C_1 по административным районам ХМАО – Югры приведено на рисунке 4.22. Наибольшее количество запасов приходится на территории районов:

- Нижневартовского – 2259 млн т (28 %);
- Сургутского – 1957 млн т (24,3 %);
- Ханты-Мансийского – 1528 млн т (19 %);
- Нефтеюганского – 1276 млн т (15,8 %).

Следует обратить внимание на высокий нефтедобычный потенциал Ханты-Мансийского района, месторождения которого вводились в разработку позже, чем месторождения Нижневартовского, Сургутского и Нефтеюганского районов.

На рис. 4.23 приведены данные о размерах накопленной добычи нефти по районам на 01.01.2021 года. Основной объем (95,4 %) накопленной добычи нефти приходится на долю районов:

- Нижневартовского – 5133 млн т (42,2 %);
- Сургутского – 3745 млн т (30,9 %);
- Нефтеюганского – 1908 млн т (15,7 %);
- Ханты-Мансийского – 787 млн т (6,5 %).

Сведения о состоянии запасов административных районов ХМАО – Югры приведены в таблице 4.7. Характеристика состояния разработки по административным районам ХМАО – Югры приведена в таблице 4.8.

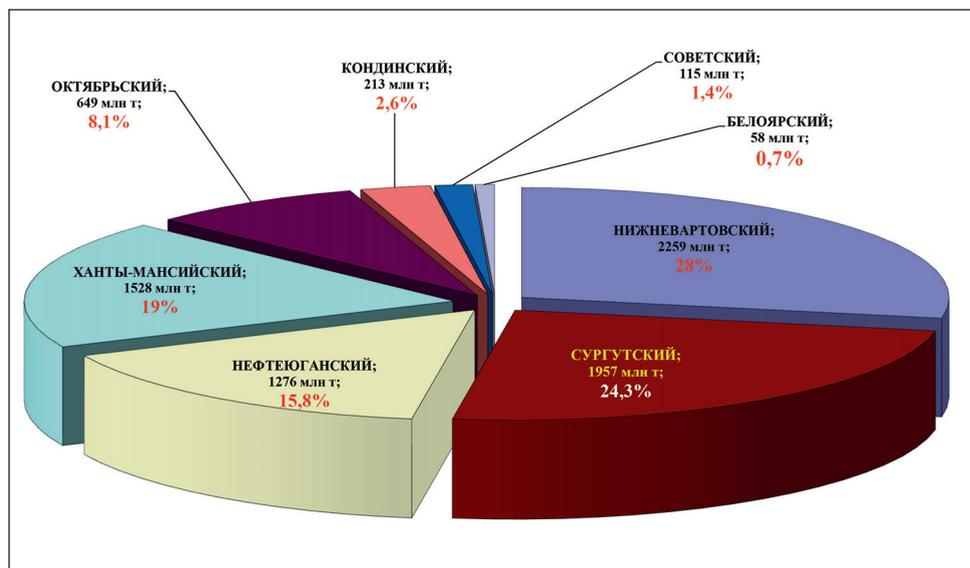


Рис. 4.22. Текущие извлекаемые запасы категории AB_1C_1 по административным районам

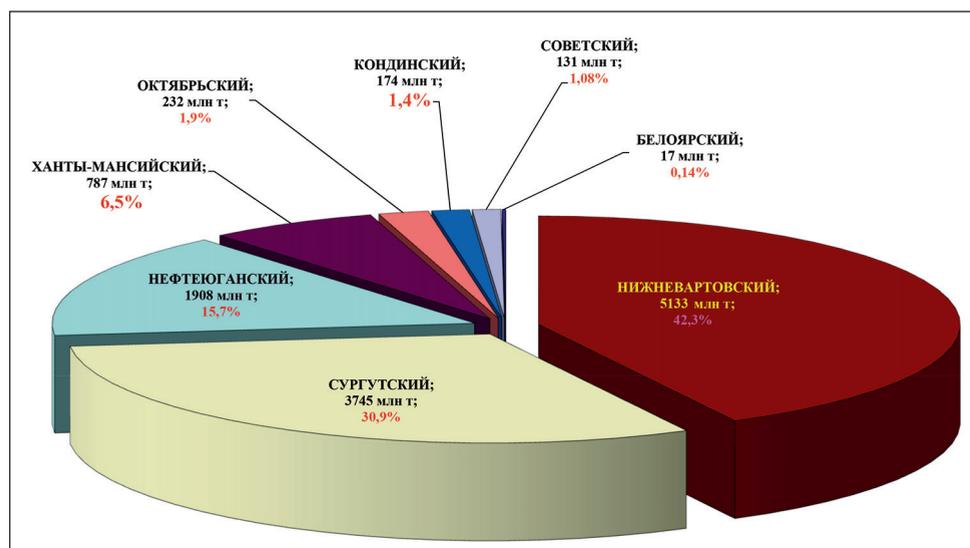


Рис. 4.23. Накопленная добыча нефти по административным районам

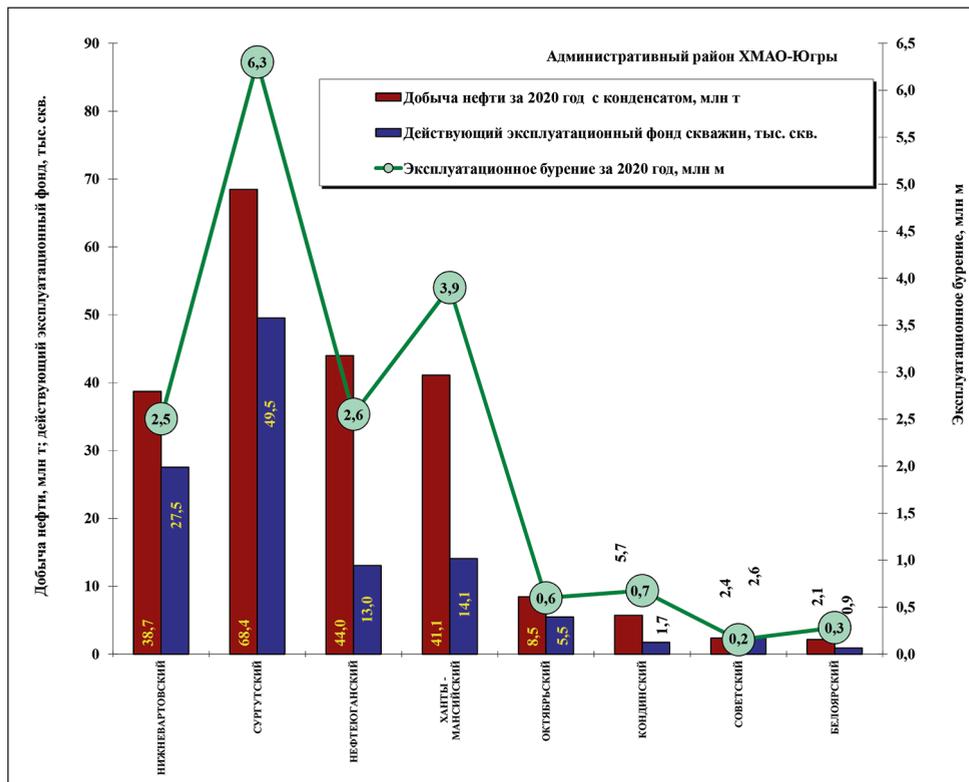


Рис. 4.24. Добыча нефти, эксплуатационное бурение и действующий эксплуатационный фонд по районам ХМАО – Югры

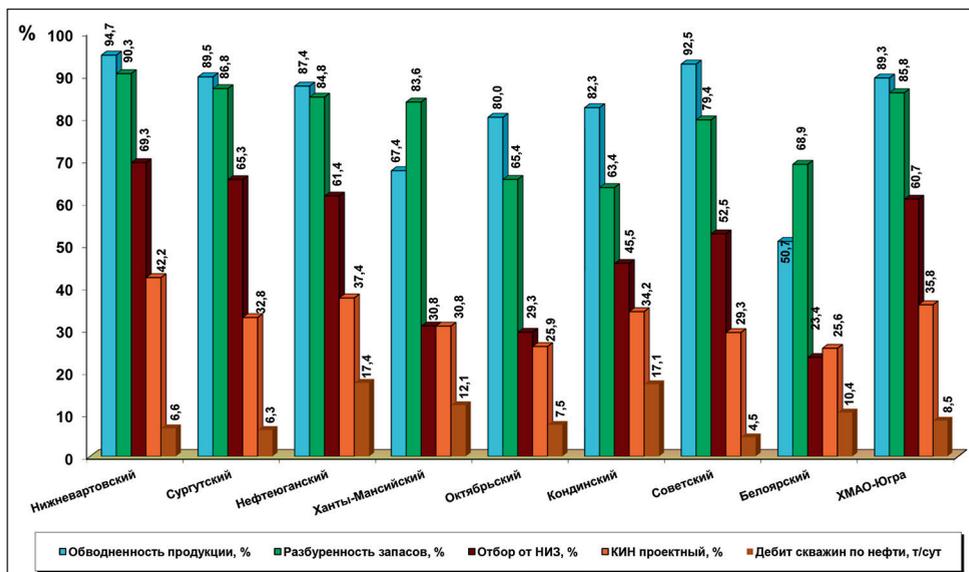


Рис. 4.25. Разбуренность и выработанность запасов, обводненность продукции и дебиты скважин по нефти по административным районам ХМАО – Югры на 01.01.2021 года

**Таблица 4.7. Текущее состояние запасов
административных районов распределенного фонда недр
(по балансу РГФ) ХМАО – Югры на 01.01.2021 г.**

Категория запасов	Район / показатель	НИЖНЕВАРТОВСКИЙ	СУРГУТСКИЙ	НЕФТЕЮГАНСКИЙ	ХАНТЫ- МАНСКИЙ	ОКТЯБРЬСКИЙ	КОНДИНСКИЙ	СОВЕТСКИЙ	БЕЛЮРСКИЙ	ХМАО – Югра
AB ₁ C ₁	НИЗ АВ ₁ C ₁ , млн т	7362	5652	3309	2209	918	392	242	76	20160
	% НИЗ района	36,5	28,0	16,4	11,0	4,6	1,9	1,2	0,4	100,0
	НГЗ, млн т	17444	17238	8845	7179	3537	1147	826	299	56514
	КИН проектный, доли ед.	0,422	0,328	0,374	0,308	0,259	0,342	0,293	0,256	0,358
	КИН текущ., доли ед.	0,293	0,214	0,230	0,095	0,076	0,156	0,154	0,060	0,217
	ТИЗ, млн т	2259	1957	1276	1528	649	213	115	58	8056
	% ТИЗ района	28,0	24,3	15,8	19,0	8,1	2,6	1,4	0,7	100,0
	ТГЗ, млн т	12341	13535	6812	6499	3268	968	700	281	44401
	ТИ рентабельные запасы нефти, тыс. т	1472	1314	1168	1329	242	48	93	20	5687
	Добыча нефти с начала разработки на 01.01.2021 г., млн т	5133	3724	1928	788	233	174	131	16,7	12127
	% накопленной добычи района от округа	42,3	30,7	15,9	6,5	1,9	1,4	1,1	0,1	100,0
	Добыча нефти за 2020 г., млн т	38,7	68,4	44,0	41,1	8,5	5,7	2,4	2,1	210,8
	% добычи района от округа за 2020 г.	18,4	32,5	20,9	19,5	4,0	2,7	1,1	1,0	100,0
	Отбор от НИЗ АВ ₁ C ₁ , %	69,7	65,9	58,2	35,7	25,3	44,5	54,3	21,9	60,7
	Темп от НИЗ, %	0,5	1,2	1,3	1,9	0,9	1,5	1,0	2,8	1,1
	Темп от ТИЗ, %	1,7	3,5	3,4	2,7	1,3	2,7	2,0	3,7	2,7
	Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,852	0,863	0,865	0,867	0,824	0,846	0,838	0,832	0,857
	Вязкость нефти, Сп	7,0	2,7	2,7	1,7	1,4	1,7	1,8	0,9	3,8
	Проницаемость, мкм ²	0,286	0,142	0,112	0,003	0,045	0,077	0,059	0,017	0,208
	Кн, доли ед.	0,581	0,599	0,614	0,672	0,574	0,642	0,562	0,471	0,602
Нэф.н.т, м	12,3	7,0	9,3	8,7	11,0	7,5	5,1	5,7	9,5	
Кп, доли ед.	0,23	0,20	0,19	0,18	0,18	0,20	0,18	0,19	0,20	
Пересчетный коэффициент, доли ед.	0,815	0,873	0,878	0,853	0,777	0,835	0,837	0,807	0,845	
Температура пластовая, С°	71,8	76,7	81,0	97,9	89,6	75,1	77,2	80,2	79,1	
Разбуренность запасов, %	90,3	86,8	84,8	83,6	65,4	63,4	79,4	68,9	85,8	
AB ₁ C ₁ +B ₂ C ₂	НИЗ, млн т	7831	6345	4074	2887	1530	674	276	175	23792
	% НИЗ района	33,7	27,5	16,1	12,1	6,3	2,3	1,2	0,8	100,0
	НГЗ, млн т	19188	20412	11871	10498	6315	2193	959	757	72193
	КИН, доли ед.	0,408	0,311	0,343	0,275	0,242	0,307	0,288	0,232	0,330
B ₂ C ₂	ИЗ, млн т	469	692	764	678	612	282	35	99	3631
	% ИЗ района	12,9	19,1	21,0	18,7	16,9	7,8	1,0	2,7	100,0
	ГЗ, млн т	1744	3172	3026	3319	2778	1046	133	458	15676
	КИН, доли ед.	0,269	0,218	0,253	0,204	0,220	0,270	0,260	0,216	0,230

Таблица 4.8. Текущее состояние разработки и нефтяных месторождений административных районов ХМАО – Югры (добыча нефти с конденсатом) на 01.01.2021 г.

Район / показатель			Нижнеуртовский	Сургутский	Нефтеюганский	Ханты-Мансийский	Октябрьский	Кондинский	Ссоветский	Белоярский	ХМАО – Югра РФН
Добыча нефти за год, млн т	2020	факт	38,7	68,4	44,0	41,1	8,5	5,7	2,4	2,1	210,8
	2021	прогноз ЦРН	40,4	70,8	45,1	39,9	8,7	5,5	2,3	2,3	215
	2035	прогноз ЦРН	37	74	47	8	8	3,4	0,6	1,7	180
Эксплуатационное бурение за 2020 год, тыс. м			2504	6302	2552	3901	599	676	153	282	16970
Добыча нефти новыми скважинами за год, млн т			2,4	5,3	3,9	3,8	0,7	0,8	0,2	0,3	17,4
Добыча нефти с начала разработки на 01.01.2021 г., млн т			5133	3745	1908	787	232	174	131	17	12127
Добыча жидкости за год, млн т			725	655	348	126	42	32	32	4	1964
Добыча жидкости за год новыми скв., млн т			10,8	10,2	6,1	5,6	1,9	1,5	0,4	0,4	36,8
Добыча жидкости с начала разработки на 01.01.2020 г., млн т			28686	19770	8236	1948	1033	1084	820	29	61605
Дебит скважин по нефти, т/сут			6,6	6,3	17,4	12,1	7,5	17,1	4,5	10,4	8,5
Дебит новых скважин по нефти, т/сут			19,5	22,2	66,6	34,7	26,9	52,4	11,8	18,8	28,8
Дебит скважин по жидкости, т/сут			124,3	59,8	137,7	37,2	37,3	96,4	60,6	21,1	78,9
Дебит новых скважин по жидкости, т/сут			87,6	42,2	104,8	51,7	73,4	95,8	22,6	28,9	76,7
Обводненность продукции новых скважин, %			77,7	47,4	36,4	32,9	63,3	45,3	48,0	34,8	52,8
Обводненность продукции скважин, %			94,7	89,5	87,4	67,4	80,0	82,3	92,5	50,7	89,3
Ввод новых добывающих за 2020 год, ед.			752	1464	495	773	179	156	78	87	3984
Закачка воды за 2020 год, млн м ³			664	695	400	166	45	28	29	5	2034
Закачка воды за 2020 год новыми скважинами, млн м ³			6,4	12,6	9,3	5,5	1,6	1,5	0,4	0,3	37,6
Закачка воды с начала разработки на 01.01.2021 г., млн м ³			30869	23107	9788	2566	1167	1215	907	35	69655
Среднегодовая приемистость нагнетательных скважин за 2020 год, м ³ /сут			236,2	134,2	271,1	147,4	105,4	163,3	129,7	56,9	176,7
Приемистость новых скважин за 2020 год, м ³ /сут			165,7	97,2	237,3	129,0	89,8	220,1	83,2	47,4	152,4
Количество новых нагнетательных скважин за 2020 год, ед.			292	836	274	275	131	39	30	45	1630
Фонд добывающих скважин, ед.			22817	34965	9458	11115	4214	1324	1918	646	63640
Действующий фонд добывающих скважин, ед.			18160	32913	8234	10219	3925	1117	1806	606	58820
Фонд нагнетательных скважин, ед.			11183	17411	5057	4336	1583	641	839	303	30170
Действующий фонд нагнетательных скважин, ед.			9378	16603	4801	3832	1528	590	768	288	28410
Прочие (газовые, поглощающие, водозаборные, ликвидированные, контрольные и другие), ед.			28673	26282	11325	2994	3063	1957	1739	308	47668
Общий пробуренный фонд скважин, ед.			59776	78710	25834	18307	9197	3850	4446	1228	141572

Как показано на рис. 4.24, добыча нефти в 2020 г. также была обеспечена главным образом за счет четырех районов:

- Сургутского – 68,4 млн т (32,5 %);
- Нижневартовского – 38,7 млн т (18,4 %);
- Нефтеюганского – 44 млн т (20,9 %);
- Ханты-Мансийского – 41,1 млн т (19,5 %).

Также эти районы лидировали по объемам эксплуатационного бурения – 15,259 млн м проходки (89,9 %) и действующему эксплуатационному фонду скважин – 104,14 тыс. скв. (90,7 %).

На рис. 4.25 представлено распределение показателей разбуренности и выработанности запасов, а также обводненности продукции и дебитов нефти по административным районам ХМАО – Югры по состоянию на 01.01.2021 г.

Наибольшая разбуренность, выработанность запасов и обводненность продукции наблюдается на месторождениях районов, ранее других введенных в разработку: Нижневартовского, Сургутского, Нефтеюганского и Кондинского, где все эти показатели превышают средние по округу или близки к ним.

От общей закономерности отступают Кондинский и Советский районы, у которых при выработанности запасов 54,7 и 52,8 % соответственно, обводненность продукции превышает среднюю по округу. По Ханты-Мансийскому, Октябрьскому и Белоярскому районам эти показатели не превышают средние по округу.

Дебиты по нефти превышают средние по округу у районов, где были введены «свежие запасы»: Нефтеюганский, Ханты-Мансийский, Кондинский и Белоярский. У остальных районов они ниже среднего показателя по округу – 8,8 т/сут.

4.9. Возможности развития добычного потенциала ХМАО – Югры

Суммарный объем эксплуатационного бурения достиг величины 510 млн м. Из бурения было введено в работу 170 тысяч эксплуатационных скважин. Обводненность продукции скважин равна 89,3 %, дебит скважин по нефти – 8,5 т/сут.

В прежние годы действующий фонд характеризуется непрерывным ростом от 86 тыс. скважин в 2008 г. до 118 тысяч в 2019 году. В 2020 году, в связи с ограничениями ОПЕК, произошло сокращение действующего фонда ниже 115 тысяч скважин, однако уже на 2021 год недропользователи планируют увеличение данного показателя до 121 тысячи.

Коэффициент использования эксплуатационного фонда с 2016 г. находится в пределах нормативных показателей (более 90 %), что говорит об удовлетворительной работе с фондом недропользователями округа.

О высоком добычном потенциале округа свидетельствует тот факт, что годовая добыча 45 участков нефтяных месторождений в

2020 г. превышала миллионный уровень, а 5 участков месторождений имели добычу в пределах 8–23 млн т. Суммарная годовая добыча «миллионных» месторождений была около 156,1 млн т, что составляло 74 % годовой добычи округа.

На 01.01.2021 года из месторождений ХМАО – Югры было добыто с начала разработки 12,1 млрд т нефти. Отбор от НИЗ категорий AB_1+C_1 составил 60,7 %. Разбуренные запасы, дающие вклад в добычу, составляют 5 млрд т нефти (21,4 % начальных извлекаемых запасов нефти ХМАО – Югры). Еще 2,9 млрд т (12,4 %) приходится на разведанные неразбуренные запасы и 3,3 млрд т (14,1 %) – предварительно оцененные запасы распределенного фонда недр.

Анализ характеристик вытеснения (рис. 4.26) показывает, что при сохранении сложившейся промысловой обстановки, из оставшихся текущих запасов (7,8 млрд т) может быть добыто 7,3 млрд т, что соответствует достижению величины КИН на уровне 0,349 д. ед. при проектном – 0,358 д. ед. Доразведка предварительно оцененных запасов категории B_2+C_2 с переводом в более высокую категорию при коэффициенте подтверждаемости 0,5 может обеспечить прирост извлекаемых запасов нефти на уровне 1,63 млрд т.

Таким образом, кратность реальных извлекаемых запасов округа годовой добыче 2020 г. составляет 37 лет.

При этом в использовании извлекаемых запасов нефти наблюдается следующая тенденция. С одной стороны, наиболее продуктивные пласты и разности, вовлекавшиеся в разработку в первоочередном порядке, достигли значительной степени выработки, что

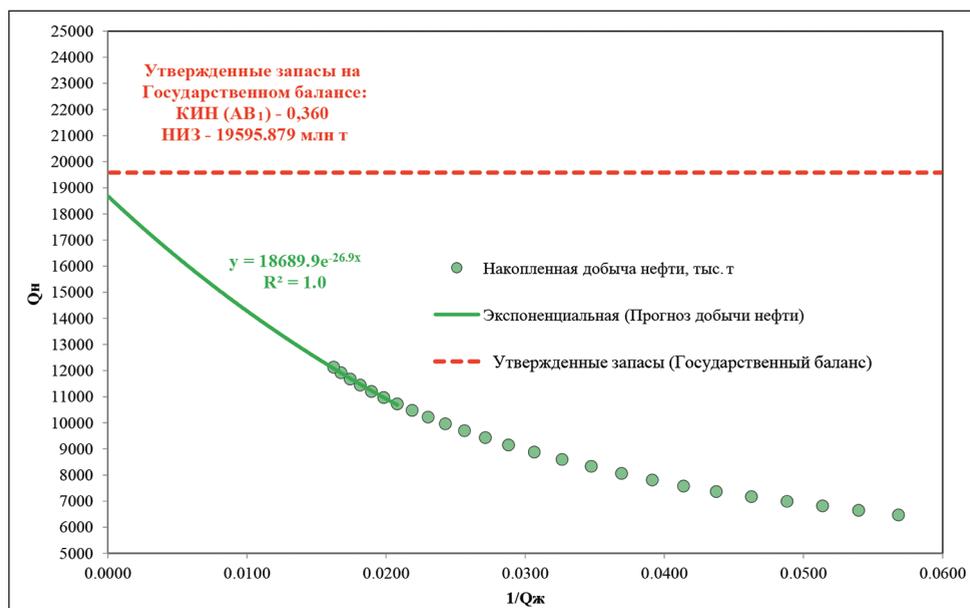


Рис. 4.26. Результаты анализа выработки запасов по характеристикам вытеснения

ведет к снижению отборов из них и вклада в общую добычу по ХМАО. С другой стороны, все больший вклад дают запасы отложений, ранее считавшиеся низкопродуктивными, чья выработка рассматривалась как неэффективная с экономической точки зрения.

В первую очередь здесь необходимо отметить среднеюрские отложения тюменской свиты, для которых характерны низкая проницаемость и прерывистое строение. До 1987 года добыча из среднеюрских отложений на месторождениях ХМАО составляла менее 1 млн т, и вырабатывались они в основном совместно с вышележащими пластами других возрастов. Еще 15 лет добыча из тюменской свиты составляла порядка 1-3 млн т в год без устойчивых тенденций. Активное разбуривание и наращивание добычи из верхнеюрских пластов месторождений ХМАО началось с 2001 года. За 20 лет годовая добыча выросла – до 29,1 млн т к 2020 году. Примечательно, что в указанный год рост добычи продолжался даже несмотря на падение мировых цен на нефть.

Похожая тенденция отмечается в разработке отложений ачимовской толщи, добыча из которой затруднена низкой продуктивностью скважин и подвижностью пластовых вод. Активное вовлечение в разработку началось еще в 1980-е гг., однако годовые отборы составляли порядка 1 млн т и ниже. В 1996-2013 гг. в результате 18-летнего периода непрерывного роста добыча нефти из ачимовских отложений превысила 20 млн т, увеличившись примерно на порядок. Последние 7 лет отборы нефти из ачимовской толщи держатся на относительно стабильном уровне – у отметки 19-22 млн т в год.

Значительный прирост добычи достигнут и из доюрских отложений. Притом, что доюрские пласты разрабатываются с 1960-х гг., до 2008 года отборы из них не превышали 0,7 млн т. Уже в 2008 году было добыто более 1 млн т, а в 2014 году достигнут максимальный за историю уровень добычи нефти – 3 млн т. При этом необходимо отметить, что доюрские отложения распространены на территории ХМАО – Югры в меньшей степени, чем ачимовские и среднеюрские, а их запасы сравнительно невелики. Большая часть добычи нефти из доюрских отложений обеспечена за счет триасового пласта Рогожниковского месторождения. Исчерпание возможностей для роста добычи на данном пласте привело с 2015 года к снижению отборов по доюрскому НГК в целом – до 2,26 млн т в 2020 году.

Напротив, по отложениям баженовско-абалакского НГК и залежам высоковязкой нефти в 2020 году достигнуты максимальные уровни добычи – соответственно 0,9 и 0,3 млн т. Наиболее значительный рост достигнут по добыче из баженовско-абалакских отложений – в 1,7 раз по сравнению с прошлым годом. В то же время из-за крайне неблагоприятных геолого-физических условий вклад этих пластов в общую добычу по округу остается небольшим – менее 1 %.

В целом необходимо отметить, что 25-миллионное сокращение добычи нефти по округу в 2020 году произошло именно за счет

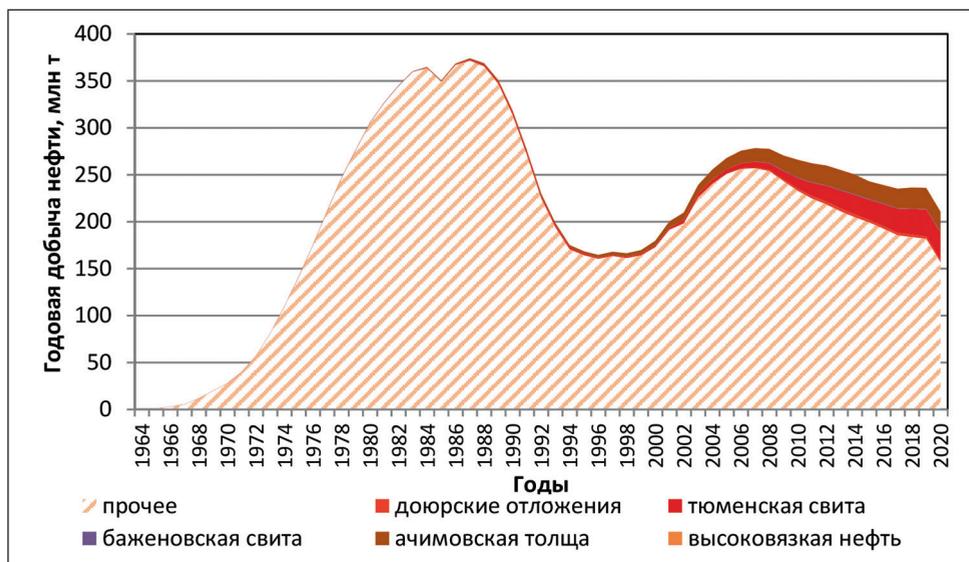


Рис. 4.27. Вклад в добычу нефти по ХМАО отложений с неблагоприятными геолого-физическими условиями

«старых» объектов, считающихся наиболее благоприятными для разработки (рис. 4.27), тогда как отборы нефти из тюменской и баженовской свит выросли, а из ачимовской толщи – остались примерно на уровне 2019 года.

При этом эффективное использование добычного потенциала этих отложений потребовало применения новых технологий, в прежние годы на месторождениях ХМАО почти не применявшихся. Другие технологические решения, являющиеся для округа инновационными, позволяют рассчитывать на получение дополнительной нефти из объектов с высокой степенью выработки.

Ключевым инструментом для дополнительного извлечения нефти из таких объектов представляется переход на альтернативный воде вытесняющий агент. Возможности вытеснения нефти водой на объектах с длительным сроком разработки в основном исчерпаны, о чем свидетельствует высокая обводненность добываемой продукции. На 174 эксплуатационных объектах обводненность превысила 97 %, что близко к принятому в «Правилах подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» предельному рентабельному значению – 98 %.

Оптимальной альтернативой заводнению в таких условиях могло послужить нагнетание водных растворов химических составов. В качестве таковых в мировой практике нефтедобычи обычно рассматриваются:

- поверхностно-активные вещества (ПАВ) – для снижения поверхностного натяжения на границе раздела водяной и нефтяной фаз, что способствует увеличению объема подвижной нефти;

– высокомолекулярные соединения (полимеры) – для снижения подвижности воды и, соответственно, уменьшения обводненности;

– щелочи – для получения ПАВ за счет взаимодействия с нефтяными кислотами.

Специалисты Weicir Franlab рекомендуют использовать перечисленные составы в комплексе, для усиления эффекта и обеспечения его многофакторности. Соответствующие технологии обозначаются аббревиатурами ASP (от английского «Alkaline-Surfactant-Polymer», т.е. «Щелочь-ПАВ-полимер») и SP (ПАВ-полимерное заводнение).

Закачка с водой химических составов может применяться и с начала разработки – при добыче высоковязких нефтей, чья подвижность в десятки раз меньше, чем у воды, что закономерно ведет к быстрому обводнению. Использование вместо воды полимерных растворов позволит замедлить процесс обводнения, а растворов ПАВ – повысить коэффициент вытеснения, притом, что на покурских отложениях (на территории ХМАО содержащих высоковязкую нефть) он, как правило, сравнительно невелик, составляя порядка 0,5 д. ед. и ниже. Нефти большинства покурских отложений отнесены к «кислым» (содержание серы – более 0,5 %), благодаря чему ПАВ может формироваться в пласте за счет воздействия щелочами.

Перспективным при разработке залежей высоковязких нефтей является и термическое воздействие путем закачки в пласт теплоносителя – пара или горячей воды. Благодаря повышению температуры вязкость нефти снижается. В то же время энергетическая эффективность процесса термического воздействия может оказаться неудовлетворительной из-за тепловых потерь в пласте и в стволе скважины. Для их минимизации нагнетание теплоносителя целесообразно проводить в пласты с малыми глубинами и при разработке плотными сетками скважин.

При разработке низкопроницаемых пластов (в т.ч. среднеюрских и ачимовских) нагнетание воды и водных растворов может оказаться неэффективным либо из-за невозможности обеспечить приемлемые с экономической точки зрения приемистости, либо по той причине, что целевые показатели по приемистости достигаются за счет высоких давлений нагнетания. В последнем случае давление на забое нагнетательных скважин может превысить давление гидроразрыва, что ведет к формированию техногенной трещиноватости в пласте и усугубляет его неоднородность – а, следовательно, неравномерность вытеснения нефти.

Альтернативой заводнению на низкопроницаемых пластах может послужить нагнетание газового агента, т.е. газов (атмосферных, либо попутных углеводородных) либо их смесей с водой. Поскольку газы отличаются большей подвижностью по сравнению с водой, их легче закачивать даже в пласты с низкой проницаемостью. Кроме того, на границе раздела газовой и жидкой фаз поверхностное натяжение пренебрежимо мало, благодаря чему коэффициент вытеснения нефти газом стремится к единице.

В то же время из-за большей подвижности газа вытеснение нефти может сопровождаться его прорывами к добывающим скважинам, что ведет к росту газового фактора и, как следствие, повышенной аварийности эксплуатационного оборудования. Кроме того, при использовании в качестве рабочего агента попутных газов может возникнуть их нехватка для обеспечения баланса закачки и добычи пластовых флюидов.

Для решения или смягчения перечисленных проблем может применяться закачка водогазовой смеси, в которой газ и вода представлены в различных пропорциях. При этом, чем выше доля воды, тем ниже коэффициент вытеснения, зато выше конечный коэффициент охвата, благодаря более медленному росту газового фактора.

Очевидно, что в полной мере преимущества газового и водогазового воздействия могут быть реализованы при вытеснении легкой, как можно менее вязкой (и максимально подвижной) нефти с высоким газосодержанием. При нехватке растворенного газа в качестве основы для вытесняющего агента могут использоваться атмосферные газы, однако некоторые из них (прежде всего – двуокись углерода) вызывают коррозию промышленного оборудования.

Более полно условия применимости газовых и других альтернативных вытесняющих агентов приведены на рисунке 4.28 и в таблице 4.8.

Приведенные критерии могут использоваться при обосновании технологических решений по разработке традиционных

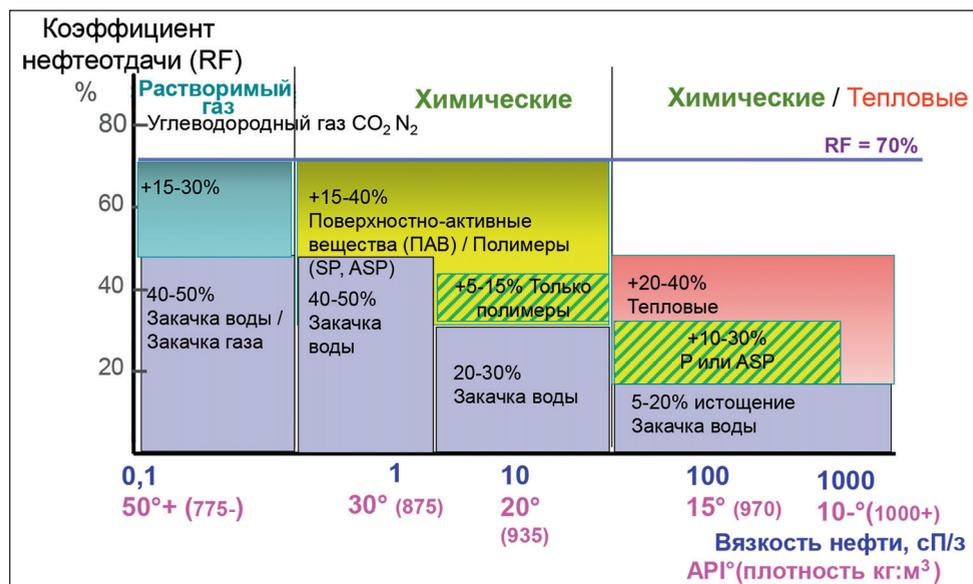


Рис. 4.28. Шкала эффективной применимости видов воздействия для различных характеристик пластовой нефти (разработанная во Французском нефтяном институте)

коллекторов. Если же говорить о разработке отложений баженовско-абалакского НГК, необходимо отметить, что нагнетание воды в породу баженовской свиты оказалось неэффективным из-за ее гидрофобности, а также аномально высокого пластового давления на большинстве месторождений. Критерии SPE не исключают возможность эффективного газового воздействия, но эта возможность не подтверждена практикой.

Таблица 4.8. Критерии SPE для применимости различных вытесняющих агентов

Метод	Пластовые характеристики		Свойства нефти		
	Глубина, м	Проницаемость, мД	Плотность, т/м ³	Вязкость, спз	Состав
Закачка газа					
Азот (и дымовой газ)	> 1800	Н.З.	< 0,85 (0,788)	< 0,4 (0,2)	высокий % C1-C7
Углеводородный газ	> 1200	Н.З.	< 0,916 (0,82)	< 3 (0,5)	высокий % C2-C7
Двуокись углерода	> 750	Н.З.	< 0,922 (0,845)	< 10 (1,5)	высокий % C5-C12
Несмешивающиеся газы	> 550	Н.З.	< 0,986	< 600	Н.З.
Термомеханическое воздействие					
Горение	< 3500	> 50	< 1 (0,96)	< 5000 (1200)	асфальтены
Пар	< 1370	> 200	< 1,01 (0,976)	< 200000 (4700)	Н.З.
Закачка химических составов					
Полимеры	< 2700	> 10	0,825-0,966	10-150	Н.З.
ПАВ	< 2700	> 10	0,825-0,966	10-150	критический
Щелочь	< 2700	> 10	0,825-0,966	10-150	высокая кислотность

По нефтегазоносным районам распределение основных показателей добычи нефти из баженовской свиты представлено на рис. 4.29.

Основной опыт эксплуатации баженовско-абалакского комплекса приходится на два НГР: Салымский (Правдинско-Салымская группа месторождений) и Приобский (Ай-Пимское и Западно-Сахалинское месторождения).

Следует отметить, что значительное число скважин, работавших на Салымском НГР (46 из 134 ед.), вышло из эксплуатации в период до 1996 года. В свою очередь Приобский НГР характеризуется наибольшим опытом бурения на баженовско-абалакские пласты скважин сложного профиля (горизонтальных или с боковыми стволами). За счет этих скважин на Приобском НГР обеспечено более 33,6 % всех накопленных отборов нефти баженовско-абалакского комплекса.

Помимо количественно наибольшего опыта добычи из баженовской свиты, Приобский и Салымский НГР характеризуются и

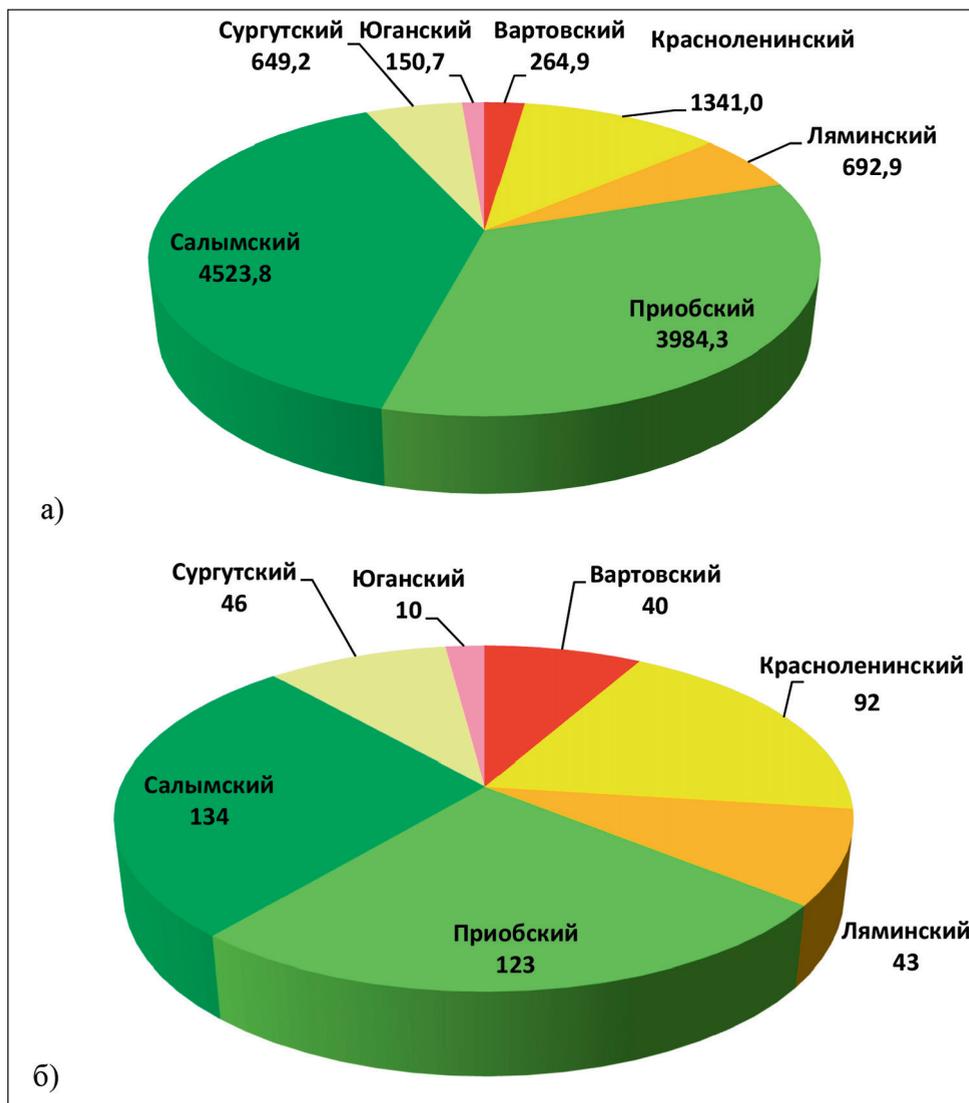


Рис. 4.29. Распределение скважин, имевших опыт нефтедобычи из баженовско-абалакского НГК (а), и накопленных отборов нефти из них (б) по нефтегазоносным районам ХМАО – Югры

более высокой, по сравнению с другими районами, эффективностью этого опыта (рис. 4.30). Следует отметить прямую корреляцию между числом скважин, работавших на месторождениях НГР, и средними удельными показателями их добычи (накопленными отборами, оценкой дренируемых запасов). Из указанной тенденции несколько выбиваются средние показатели по Юганскому НГР (рис. 4.31), где опыт нефтедобычи из баженовской свиты ограничен 10 скважинами Мултановского месторождения, по большинству из которых дренируемые запасы превышают 100 тыс. т.

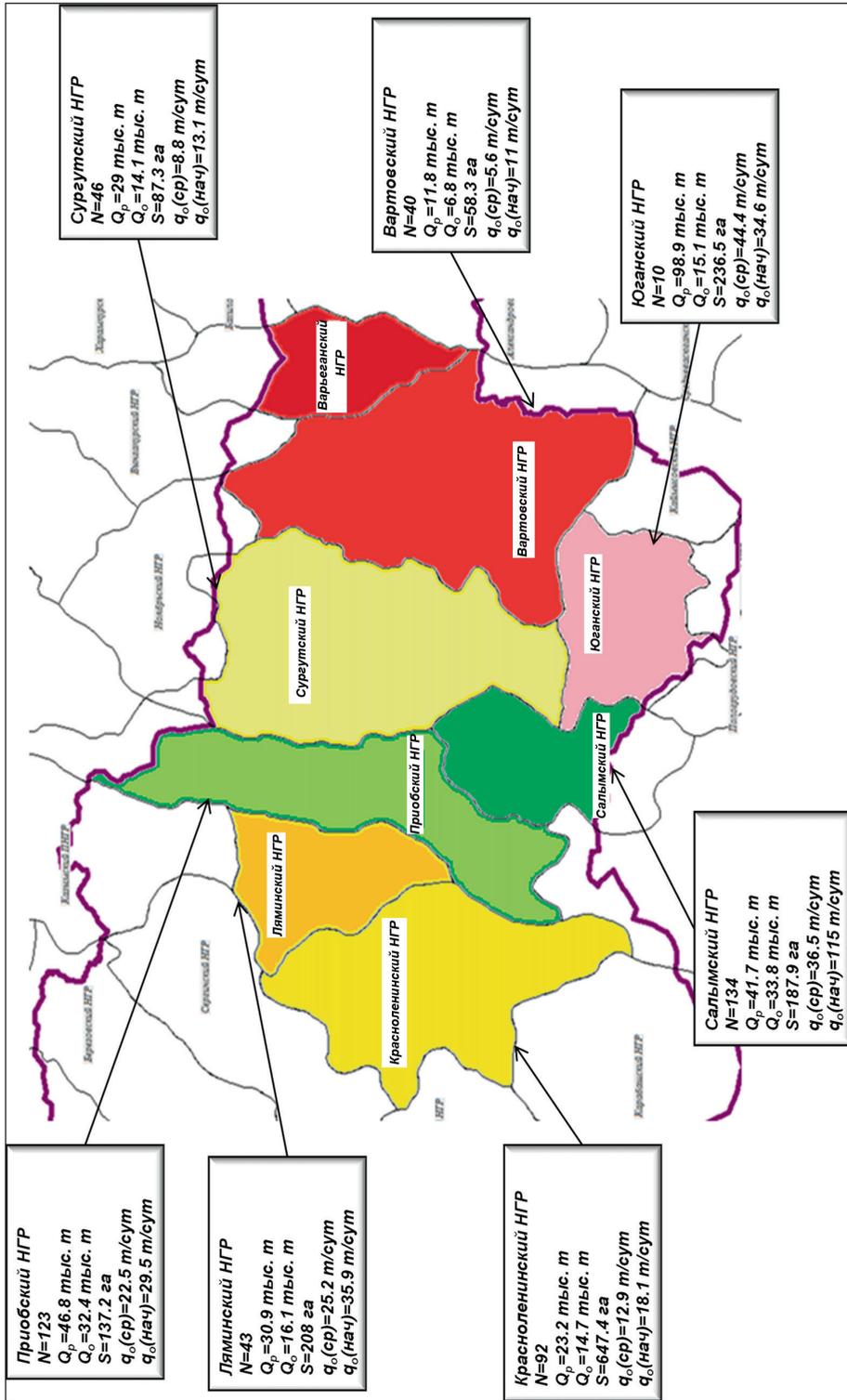


Рис. 4.30. Средние показатели скважин базеновской свиты по НГР ХМАО

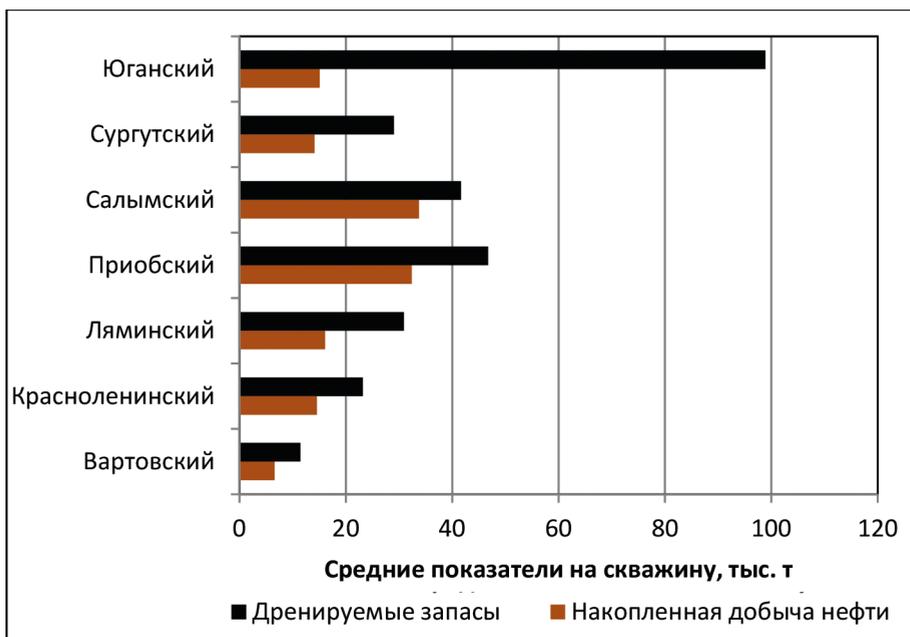


Рис 4.31. Средние величины дренируемых запасов и накопленной добычи нефти скважин, эксплуатировавших баженовскую свиту, по нефтегазоносным районам ХМАО – Югры

Из прочих 46 скважин, дренируемые запасы по которым оцениваются в объеме больше 100 тыс. т, на Салымский НГР приходится 12 ед., на Приобский НГР – 20 ед. На эти же районы приходится соответственно 15 и 12 из 31 скважины с накопленной добычей нефти более 100 тыс. т. Интерес представляет также Ляминский НГР – 39 из 43 скважин которого эксплуатируется на Средне-Назымском месторождении, где проводится апробация нетрадиционных технологий нефтедобычи, в частности технологии термогазового воздействия.

Наиболее низкие интегральные показатели на скважину (дренируемые запасы, накопленная добыча, площадь дренирования) отмечены в Вартовском НГР, где к баженовско-абалакскому НГК отнесены отложения так называемого «аномального бажена». Данным отложениям не присущи многие свойства, характерные для пластов баженовской свиты в других нефтегазоносных районах, а именно аномально-высокие пластовые давления и температуры и гидрофобность коллектора.

В свою очередь естественный режим позволяет обеспечить крайне низкую (порядка 0,1 д. ед.) нефтеотдачу, что нерационально (около 90 % запасов остается в пласте) и неэффективно с экономической точки зрения, поскольку добычный потенциал большинства скважин оказывается низким.

Согласно критериям, SPE и IFP для вытеснения нефти из пород баженовской свиты могут применяться различные газовые агенты. Однако необходимо понимать, что в пользу их пригодности свидетельствуют только свойства нефти (в отложениях баженовско-абалакского НГК она легкая и незначительной вязкости). Аномальные термобарические условия и специфическое строение нефтесодержащих пород не учитываются.

Ряд специалистов (А.А. Боксерман, В.И. Грайфер, В.Б. Карпов и др.) считают перспективной разработку отложений баженовской свиты с помощью термогазового воздействия, основанного на нагнетании в пласт воздуха, вызывающего внутрипластовые окислительные процессы, сопровождающиеся повышением температуры до сотен градусов Цельсия. При этом содержащийся в пласте кероген (нефтематеринская порода) преобразуется в жидкие углеводороды.

В качестве рабочего агента, подобно другим газам, воздух характеризуется такими преимуществами перед жидкостью, как высокая подвижность, отсутствие сил поверхностного натяжения и влияния смачиваемости. Последнее особенно полезно при нагнетании именно в гидрофобную породу. В то же время воздуху присущ и такой общий для газовых агентов недостаток, как риск преждевременного прорыва к добывающим скважинам. Кроме того, технология термогазового воздействия характеризуется высокой пожароопасностью. Наконец, согласно работе В.Д. Немовой, анализировавшей результаты опытных работ по термогазовому воздействию на Средне-Назымском месторождении, окислительные процессы фактически происходят только в наиболее проводящих интервалах и сопровождаются сгоранием керогена вместо его преобразования. При этом достигается локальное улучшение фильтрационных характеристик, но возможность достижения высокой нефтеотдачи крайне сомнительная по причине избирательности эффекта.

В ходе проведенного в 2011 году исследования kernового материала баженовской свиты (под руководством В.Н. Хлебникова) установлено, что ее гидрофобизация может быть устранена при взаимодействии с водой, нагретой до 100 °С. На этом эффекте основана технология гидротермического воздействия, предложенная ООО «Передовые технологии нефтедобычи «Бажен». Однако апробация технологии отсутствует, а нагнетанию воды в породу баженовской свиты препятствует не только гидрофобность, но и аномально-высокое пластовое давление, о чем уже говорилось выше.

Прирост извлекаемых запасов нефти за счет перехода на альтернативные вытесняющие агенты оценивается в размере 2,7 млрд т, что позволит обеспечить прирост КИН по округу с 0,36 до 0,41 д. ед.

Эффективностью вытесняющего агента проблемы вовлечения в разработку новых запасов не ограничиваются. Среди новых объектов, вводимых в разработку, все большую долю составляют пласты с низкой проницаемостью. На старых объектах разрабатываются краевые зоны, также отличающиеся пониженными коллекторскими

свойствами. Как следствие, входные дебиты новых скважин имеют тенденцию к снижению, что способно отрицательно сказаться на экономических показателях разработки.

Стремление недропользователя к повышению экономической эффективности в этой связи привело за прошедшие 10 лет к росту бурения скважин сложного профиля (главным образом горизонтальных) и распространению технологии многозонного гидро разрыва. Прирост в 2020 г. добычи нефти от бурения ГС с МГРП превышает прирост от бурения наклонно-направленной скважины в 2-3 раза (рис. 4.32).

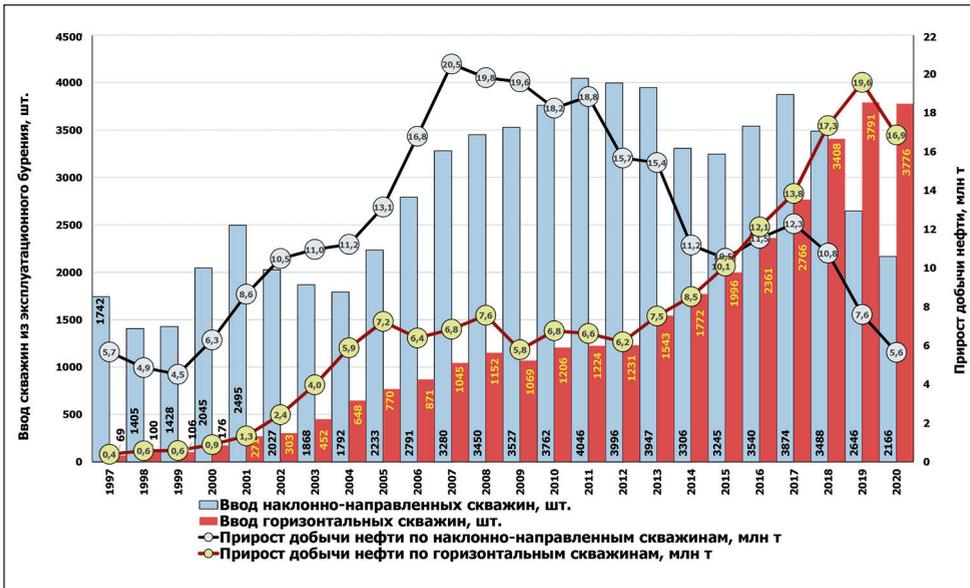


Рис. 4.32. Сопоставление добычи нефти из вновь введенных наклонно-направленных и горизонтальных скважин по годам

Собственно, именно массовое бурение горизонтальных скважин с МГРП обеспечило в 2017-2019 гг. относительную стабилизацию добычи нефти. Последующее ее снижение на 10,9% в 2020 году вызвано ограничениями ОПЕК и достигнуто за счет остановки части переходящего фонда, а также сокращения бурения скважин обычного профиля, тогда как объемы горизонтального бурения остались почти на уровне 2019 года.

На 2021 год недропользователь планирует частичное восстановление отборов — на 10 млн т. Тем не менее в долгосрочной перспективе следует ожидать снижения добычи, на что указывают приведенные на рисунке 4.33 прогнозы. Один из прогнозов основан на показателях утвержденных проектных документов, второй — разработан специалистами НАЦ РН им. В.И. Шпильмана в 2008 году, с использованием данных по фактической добыче.

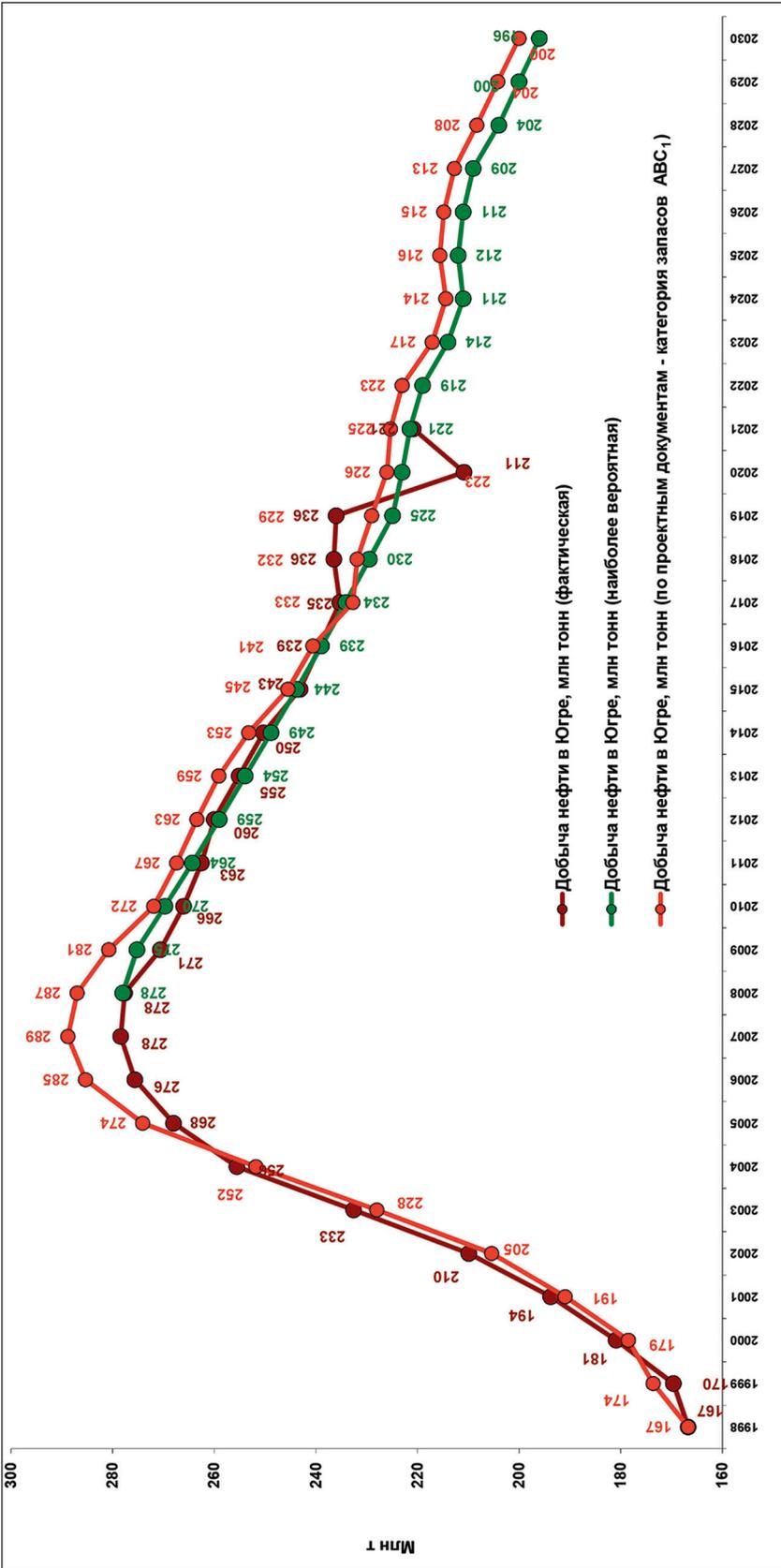


Рис. 4.33. Динамика фактической и прогнозной добычи нефти

Показатели обоих прогнозов в основном близки к фактическим, что свидетельствует об их достоверности. Серьезное превышение прогнозной добычи в 2018–2019 гг. оказалось компенсировано резким снижением отборов в 2020 году, а планы недропользователей по сути предусматривают возвращение к прогнозному уровню.

Таким образом, добычный потенциал округа остается значительным, однако способ разработки, основанный на вытеснении нефти водой, уже не позволяет его использовать с достаточной рациональностью. В практическом контексте данный факт выражается в снижении добычи из переходящего фонда, которое не может компенсировать ввод новых скважин, даже несмотря на рост объемов бурения. Для роста добычи или хотя бы замедления ее снижения необходим переход на новые вытесняющие агенты, о которых уже говорилось выше.

V. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ХАНТЫ-МАНСИЙСКОМ АВТОНОМНОМ ОКРУГЕ – ЮГРЕ В 2020 г.

5.1. Строительство и реконструкция объектов производственной инфраструктуры Ханты- Мансийского автономного округа – Югры в 2020 г.

На территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры по состоянию на 01.01.2021 г. для обеспечения нефтедобычи на лицензионных участках имеется 15980 кустов скважин, 405 объектов сбора нефти и газа, 289 установок предварительного сброса пластовой воды, 118 установок подготовки нефти, 53985 км нефтепроводов (табл. 5.1, 5.2).

За 2020 год нефтяными компаниями-недропользователями в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре пробурено и обустроено 4750 новых эксплуатационных скважин, построено 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 увеличилось на 4 %.

В целом на строительство и реконструкцию объектов обустройства в 2020 году направлено 659 419 млн руб. или 3129 руб. на одну тонну добытой нефти. Для сравнения, в 2019 году нефтяные компании на одну тонну добытой нефти затратили 2635 руб.

Всего на бурение эксплуатационных скважин направлено 438 млрд руб. – 66 % от всей суммы капвложений, что превышает капвложения прошлого года на 7,6 млрд руб. Затраты на промышленное обустройство в 2020 г. составили 164,1 млрд руб. (25 %) – на 17,5 млрд руб. больше, чем в прошлом году. На объекты внешней инфраструктуры затрачено 57,1 млрд руб. (9 %) – на 12,3 млрд руб. больше, чем в 2019 году.

Пропорции распределения потоков инвестиций на новое строительство и реконструкцию объектов обустройства в 2020 году традиционно сохранились – на строительство объектов отведено 78 % всех капвложений, на поддержание и модернизацию объектов – 22 %.

Всего на капитальный ремонт и реконструкцию затрачено в 2020 году 143 817 млн руб. (табл. 5.3).

Объемы капвложений по направлениям затрат приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.1. Общее количество объектов производственной инфраструктуры автономного округа (данные предоставлены нефтяными компаниями ХМАО – Югры)

№ пп	Наименование объектов обустройства	Ед. изм.	Общее кол-во по состоянию на 01.01.2021 г.	В том числе построено новых в 2020 г.	Реконструировано (отремонтировано) в 2020 г.
1	Кустовые площадки	шт.	15980	255	48
2	Добывающие скважины	шт.	113318	3511	1716
3	Нагнетательные скважины	шт.	50005	1239	29
4	Водозаборные скважины	шт.	3786	199	0
5	Водозаборные установки	шт.	587	6	0
6	Групповые установки замера дебита нефти	шт.	16977	237	117
7	Дожимные насосные станции – ДНС	шт.	343	0	56
8	Установки предварительного сброса воды – УПСВ	шт.	289	0	5
9	Центральные пункты сбора – ЦПС	шт.	45	0	9
10	Комплексные пункты сбора – КСП	шт.	17	0	6
11	Установки подготовки нефти – УПН	шт.	118	0	15
12	Резервуары нефти на объектах	шт.	1346	0	130
13	Товарные парки резервуаров нефти	шт.	64	0	0
14	Установки мультифазных насосов	шт.	35	0	0
15	Установки подготовки газа	шт.	44	0	0
16	Компрессорные станции транспорта газа	шт.	141	1	3
17	Газлифтные компрессорные станции	шт.	2	0	0
18	Нефтеналивные пункты	шт.	95	0	0
19	Кустовые насосные станции – КНС	шт.	506	2	26
20	Блок-гребенки системы ППД	шт.	10235	175	135
21	Оперативные узлы учета нефти – ОУУН	шт.	437	0	0
22	Узлы учета газа – УУГ	шт.	1790	1	1
23	Коммерческие узлы учета нефти – КУУН	шт.	62	1	0
24	Внутриплощадочные нефтепроводы	км	5186,26	17,21	52,97
25	Внутрипромысловые нефтепроводы	км	35031,88	689,06	923,93
26	Межпромысловые нефтепроводы	км	12037,02	62,53	121,27
27	Нефтепроводы товарной нефти	км	1729,40	23,39	23,59
28	Внутриплощадочные водоводы	км	2612,74	10,60	25,17
29	Высоконапорные водоводы	км	27993,36	401,80	534,20
30	Низконапорные водоводы	км	3417,82	26,51	34,80
31	Газопроводы высокого давления	км	73,30	0	0
32	Газопроводы внутрипромысловые	км	6624,05	6,55	29,75
33	Газопроводы транспорта газа	км	3863,90	8,72	20,56
34	Продуктопроводы	км	73,1	0	0
35	Электростанции 35/6 кВ	шт.	1716	17	43
36	Электростанции 110/35/6 кВ и выше	шт.	109	1	4
37	Линии электропередачи ВЛ-6 кВ	км	45940,46	735,40	77,05
38	Линии электропередачи ВЛ-35 кВ	км	11640,25	93,49	43,86
39	Линии электропередачи ВЛ-110 кВ и выше	км	2532,81	0,38	5,95
40	Газоэлектростанции (ГТЭС, ГПЭС)	шт.	81	0	7
41	Котельные	шт.	330	1	18
42	Подъезды к кустам скважин	км	18369,07	563,43	99,22
43	Межпромысловые автодороги	км	9027,20	23,66	226,30
44	Промбазы и объекты инженерного обеспечения	шт.	411	0	13

**Таблица 5.2. Объем строительства объектов обустройства
в автономном округе в 2019-2020 гг.**

№ пп	Наименование объектов обустройства	Ед. изм.	Построено объектов	
			2019	2020
1	Кустовые площадки	шт.	308	255
2	Добывающие скважины	шт.	3314	3511
3	Нагнетательные скважины	шт.	1234	1239
4	Водозаборные скважины	шт.	167	199
5	Водозаборные установки	шт.	0	6
6	Групповые установки замера дебита нефти	шт.	213	237
7	Дожимные насосные станции – ДНС	шт.	1	0
8	Установки предварительного сброса воды – УПСВ	шт.	1	0
9	Центральные пункты сбора – ЦПС	шт.	0	0
10	Комплексные пункты сбора – КСП	шт.	0	0
11	Установки подготовки нефти и газа – УПНГ	шт.	0	0
12	Резервуары нефти на объектах	шт.	1	0
13	Товарные парки резервуаров нефти	шт.	0	0
14	Установки мультифазных насосов	шт.	0	0
15	Установки подготовки газа	шт.	0	0
16	Компрессорные станции транспорта газа	шт.	2	1
17	Газлифтные компрессорные станции	шт.	0	0
18	Нефтеналивные пункты	шт.	0	0
19	Кустовые насосные станции – КНС	шт.	0	2
20	Блок-ребенки системы ППД	шт.	198	175
21	Оперативные узлы учета нефти – ОУУН	шт.	3	0
22	Узлы учета газа – УУГ	шт.	0	1
23	Коммерческие узлы учета нефти – КУУН	шт.	0	1
24	Внутриплощадочные нефтепроводы	км	9,674	17,21
25	Внутрипромысловые нефтепроводы	км	1013	689,06
26	Межпромысловые нефтепроводы	км	93,917	62,53
27	Нефтепроводы товарной нефти	км	0	23,39
28	Внутриплощадочные водоводы	км	11,309	10,60
29	Высоконапорные водоводы	км	427,85	401,8
30	Низконапорные водоводы	км	42,068	26,51
31	Газопроводы высокого давления (системы газлифтной добычи)	км	0	0
32	Газопроводы внутрипромысловые (низкого давления)	км	0	6,5456
33	Газопроводы транспорта газа	км	122,57	8,72
34	Продуктопроводы	км	0	0
35	Электроподстанции 35/6 кВ	шт.	25	17
36	Электроподстанции 110/35/6 кВ	шт.	1	1
37	Линии электропередачи ВЛ-6 кВ	км	995,23	735,40
38	Линии электропередачи ВЛ-35 кВ	км	222,75	93,49
39	Линии электропередачи ВЛ-110 кВ	км	3,505	0,38
40	Газоэлектростанции (ГТЭС, ГПЭС)	шт.	2	0
41	Котельные	шт.	4	1
42	Подъезды к кустам скважин	км	542,81	563,43
43	Межпромысловые автодороги	км	1,87	23,66
44	Промбазы и объекты инженерного обеспечения	шт.	1	0

**Таблица 5.3. Структура и объем капвложений
в строительство объектов производственной
инфраструктуры автономного округа в 2020 г. (тыс. руб.)**

№ пп	Наименование статей затрат и объектов обустройства	Всего по автономному округу в 2020 г.	в т.ч. на новое строительство в 2020 г.	в т.ч. на реконструкцию и ремонт в 2020 г.
1	Инженерная подготовка кустовых площадок	62 303 565	61 935 461	368 105
2	Бурение скважин	438 214 200	346 058 100	92 156 100
3	Комплекты оборудования добывающих скважин	19 832 744	14 583 769	5 248 975
4	Комплекты оборудования нагнетательных скважин	1 591 790	1 591 790	-
5	Водозаборные скважины	6 294 774	6 294 774	-
6	Водозаборные установки	14 264	14 264	-
7	Групповые установки замера дебита нефти	1 418 254	685 075	733 179
8	Дожимные насосные станции – ДНС	3 413 881	2 760 096	653 785
9	Установки предварительного сброса воды – УПСВ	2 996 895	2 620 905	375 990
10	Центральные пункты сбора – ЦПС	4 495 637	358 916	4 136 720
11	Комплексные пункты сбора – КСП	451 177	-	451 177
12	Установки подготовки нефти – УПН	160 990	14 671	146 319
13	Резервуары нефти на объектах	1 486 962	56 394	1 430 568
14	Товарные парки резервуаров нефти	4 307	-	4 307
15	Установки мультифазных насосов	33 319	33 319	-
16	Установки подготовки газа	19 606	19 606	-
17	Компрессорные станции транспорта газа	337 208	289 558	47 650
18	Газлифтные компрессорные станции	-	-	-
19	Нефтеналивные пункты	-	-	-
20	Кустовые насосные станции – КНС	1 973 674	620 663	1 353 011
21	Блок-гребенки системы ППД	503 263	148 890	354 373
22	Оперативные узлы учета нефти – ОУУН	3 312	829	2 483
23	Узлы учета газа – УУГ	20 883	-	20 883
24	Коммерческие узлы учета нефти – КУУН	-	-	-
25	Внутриплощадочные нефтепроводы	1 206 826	419 233	787 593
26	Внутрипромысловые нефтепроводы	23 124 460	13 576 565	9 547 895
27	Межпромысловые нефтепроводы	3 273 589	2 029 243	1 244 346
28	Нефтепроводы товарной нефти	5 192 386	4 865 384	327 001
29	Внутриплощадочные водоводы	248 951	-	248 951
30	Высоконапорные водоводы	14 130 329	7 369 345	6 760 983
31	Низконапорные водоводы	1 089 209	588 676	500 533
32	Газопроводы высокого давления (газлифтной добычи)	-	-	-
33	Газопроводы внутрипромысловые (низкого давления)	1 109 878	363 492	746 386
34	Газопроводы транспорта газа	2 783 943	1 994 900	789 042
35	Продуктопроводы	-	-	-
36	Электроподстанции 35/6 кВ	6 151 820	5 466 727	685 094
37	Электроподстанции 110/35/6 кВ и выше	536 885	498 627	38 258
38	Линии электропередачи ВЛ-6 кВ	6 151 223	5 744 489	406 734
39	Линии электропередачи ВЛ-35 кВ	4 630 098	4 079 639	550 459
40	Линии электропередачи ВЛ-110 кВ и выше	454 200	436 585	17 615
41	Газоэлектростанции (ГТЭС, ГПЭС)	305 675	173 699	131 976
42	Котельные	242 296	113 703	128 593
43	Подъезды к кустам скважин	15 048 006	13 892 836	1 155 170
44	Межпромысловые автодороги	4 267 431	1 664 114	2 603 318
45	Промбазы	2 309 040	1 719 935	589 104
46	Природоохранные мероприятия	909 640	186 496	723 144
47	Прочие объекты	20 682 826	12 331 816	8 351 011
	Всего	659 419 416	515 602 584	143 816 832

Таблица 5.4. Капитальные вложения в 2020 г. по направлениям затрат, включая новое строительство, реконструкцию и капремонт

№ пп	Статьи затрат	Капвложения в 2020 г., млн руб.	Доля статьи затрат, %
1	Эксплуатационное бурение	438 214,2	66
2	Промысловое обустройство	164 108,31	25
3	Внешняя инфраструктура	57 096,91	9
	Всего	659 419,42	100

На рис. 5.1 представлена диаграмма сравнения динамики добычи нефти по автономному округу – Югре, объема ежегодных капиталовложений и структуры инвестиций.

В 2009-2010 гг. отмечалось значительное сокращение капиталовложений из-за сложностей экономической ситуации в нефтяных компаниях как следствие мирового экономического кризиса. В 2011-2013 гг. среднегодовая цена нефти на мировом рынке держалась на достаточно высоком уровне, и объем инвестиций нефтяных компаний значительно превысил значения предыдущих лет, что вполне согласуется с наметившейся тогда тенденцией стабилизации состояния мировой экономики. В 2014 г. объем капиталовложений несколько сократился за счет снижения объемов финансирования строительства объектов промышленного обустройства и внешней инфраструктуры. С 2015 г. объем финансирования капитального строительства увеличился и в 2017 г. стал максимальным за весь

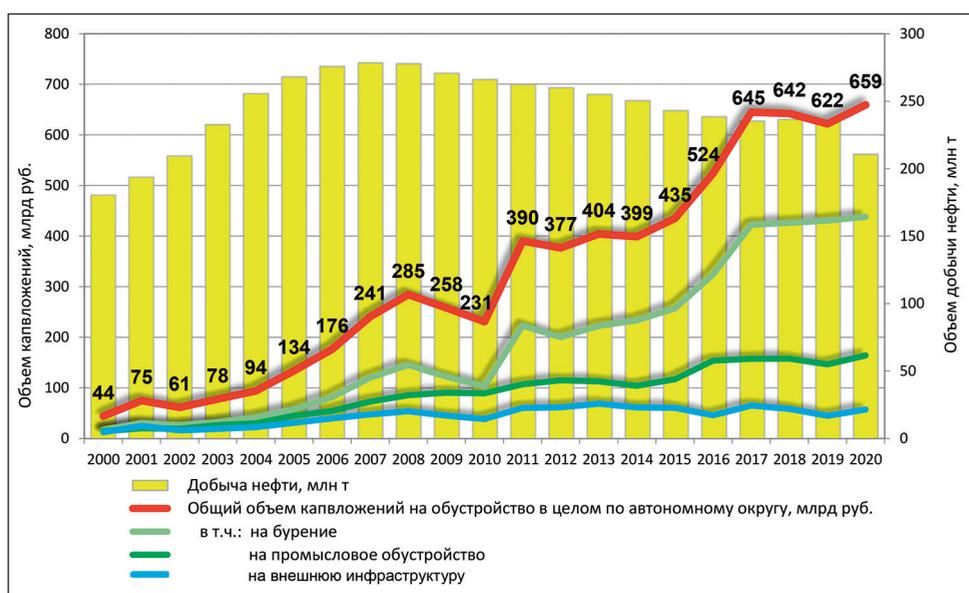


Рис. 5.1. Объем инвестиций нефтяных компаний в обустройство и добычу нефти в автономном округе в 2000-2020 гг.

период наблюдения. В 2018 г. курс доллара вырос, объем капвложений не увеличился и остался на уровне прошлого года. С тенденцией снижения среднегодовой цены нефти в 2019 г. наблюдается и уменьшение объемов капвложений в нефтедобычу, в основном инвестирования строительства объектов внешней инфраструктуры. Увеличившийся курс доллара в 2020 г. и рост цен повлекли за собой увеличение затрат на капитальное строительство объектов обустройства промыслов в целом по округу.

В таблице 5.5 приведена структура инвестиций нефтяных компаний, занимающихся нефтедобычей на территории автономного округа в 2016-2020 гг. по группам обустроенности лицензионных участков.

Все лицензионные участки по состоянию обустроенности объектами нефтедобычи 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.

Распределение лицензионных участков по степени обустроенности на территории автономного округа представлено на рис. 5.2.

На диаграмме рис. 5.3 показано, какая часть всех инвестиций направляется компаниями на подготовку ввода неразрабатываемых участков, на расширение нефтедобычи на ранее обустроенных участках с имеющейся производственной инфраструктурой, а также на поддержание объемов добычи нефти на давно введенных разбуренных участках.

Доля капвложений на поддержание добычи на старых месторождениях с 2000 г. постоянно возрастала; с 2010-2011 гг. она начала постепенно снижаться. Доля капвложений на вводимые месторождения с 2000 г. также постепенно увеличивалась, достигнув 22-23 % в 2005-2006 гг. В 2007 году это значение упало до 13 % с

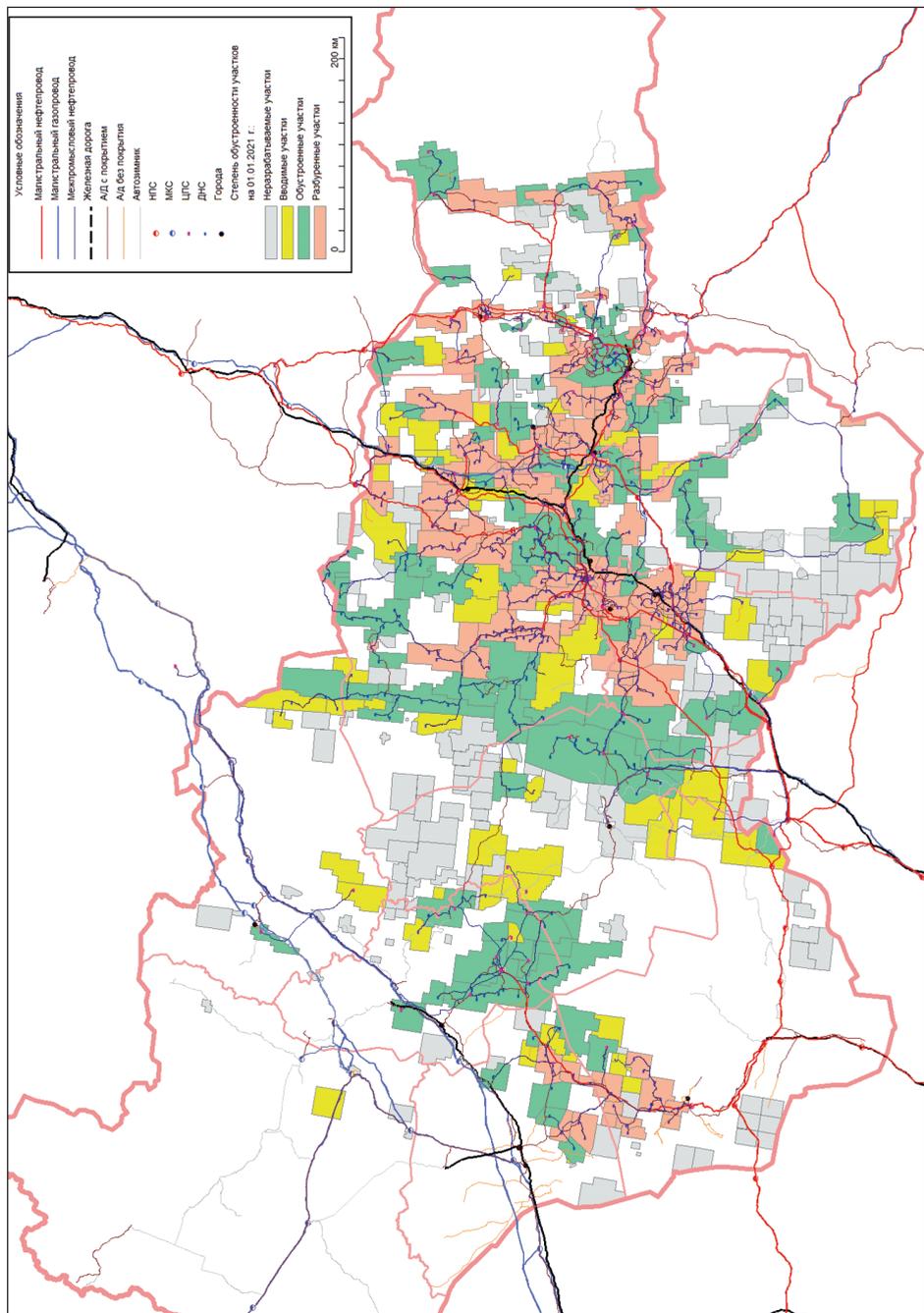


Рис. 5.2. Степень обустроенности лицензионных участков объектами производственной инфраструктуры в 2020 г.

тенденцией к дальнейшему снижению. В последующие годы доля капвложений на вводимые месторождения составляла в среднем 10 % с временным увеличением в отдельные годы (2009, 2014 гг.).

Таблица 5.5. Структура инвестиций нефтяных компаний в 2016-2020 гг. по группам обустроенности лицензионных участков

Направление инвестиций	Всего по автономному округу, млн руб.					Всего
	2016	2017	2018	2019	2020	
Разрушенные участки						
Всего, млн руб., в т.ч.:	124 178	166 200	147 136	145 032	173 355	755 901
бурение скважин	71 172	104 493	96 141	90 814	105 696	468 316
промысловое обустройство	39 526	41 608	37 913	36 679	48 488	204 215
внешняя инфраструктура	13 480	20 098	13 082	17 539	19 171	83 370
Обустроенные участки						
Всего, млн руб., в т.ч.:	352 340	392 572	393 907	360 831	374 210	1 873 860
бурение скважин	226 502	276 318	278 623	262 928	272 295	1 316 666
промысловое обустройство	99 746	87 890	88 152	79 157	80 529	435 473
внешняя инфраструктура	26 092	28 364	27 132	18 747	21 385	121 720
Вводимые участки						
Всего, млн руб., в т.ч.:	35 121	52 414	87 140	93 394	89 961	358 029
бурение скважин	21 127	27 973	46 482	65 541	57 988	219 111
промысловое обустройство	11 815	18 720	24 155	22 669	27 485	104 845
внешняя инфраструктура	2 179	5 721	16 503	5 183	4 487	34 073
Неразрабатываемые участки						
Всего, млн руб., в т.ч.:	12 545	33 831	14 191	22 754	21 894	105 215
бурение скважин	5 619	13 547	5 064	11 342	2 235	37 807
промысловое обустройство	2 842	9 352	7 447	8 133	7 606	35 380
внешняя инфраструктура	4 084	10 932	1 681	3 279	12 053	32 028

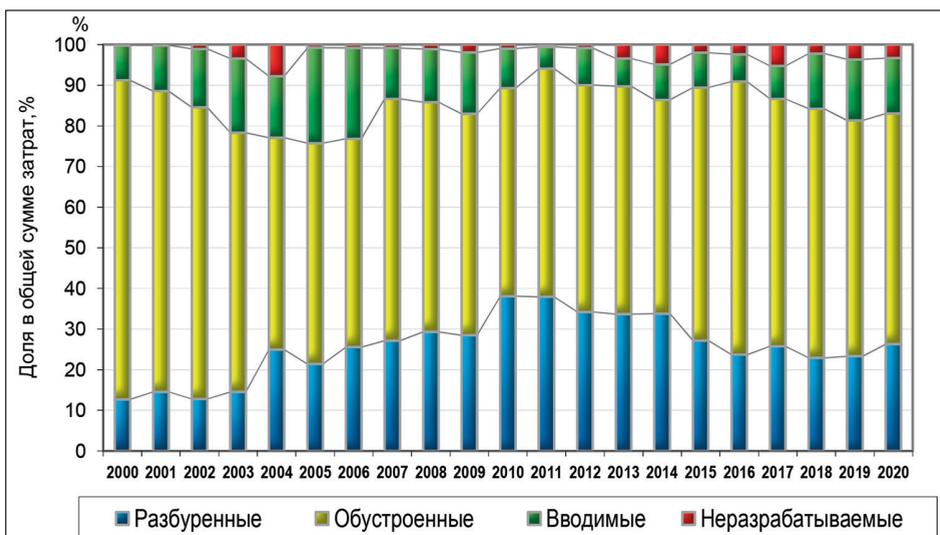


Рис. 5.3. Динамика распределения капвложений в нефтедобычу по степени обустроенности участков в целом по автономному округу в 2000-2020 гг.

В 2013 году увеличились инвестиции на обустройство нефтепромыслов на еще неразрабатываемых участках округа (красная часть столбца). Объемы капвложений на разбуренных и обустроенных участках остались в прежних объемах.

Наметившаяся в 2013 году тенденция увеличения финансирования строительства объектов на неразрабатываемых участках компаний, как правило, расположенных в отдаленных необустроенных территориях, в 2014 году продолжилась, но уже в 2015 году уменьшилась даже по сравнению с 2013 годом. В 2016 г. вновь начинается финансирование неразрабатываемых участков. Это говорит о намерении нефтяных компаний активно вовлекать новые месторождения, что будет способствовать в дальнейшем некоторой компенсации падения добычи нефти на разбуренных и обустроенных месторождениях.

В 2015-2016 гг. сокращается объем финансирования капстроительства на уже разбуренных участках с одновременным увеличением объемов строительства и реконструкции на обустроенных участках.

В 2017 г. значительно увеличивается финансирование неразрабатываемых участков в основном из-за начала строительства объектов на лицензионных участках ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Газпром нефть» и АО «НК «Конданефть». В 2018-2020 гг. доля финансирования вводимых в обустройство лицензионных участков примерно одинакова.

В табл. 5.6 приведен перечень лицензионных участков, на которых в 2020 году началась эксплуатация объектов производственной инфраструктуры и добыча нефти.

Таблица 5.6. Перечень лицензионных участков, на которых начата эксплуатация объектов производственной инфраструктуры нефтедобычи

Наименование предприятия	Лицензионный участок	Объем добычи нефти, тыс. т	Капвложения, тыс. руб.	Объекты обустройства					
				Кусты, шт.	Доб. скв., шт.	Тр/пр., км	ВЛ, км	Автомобили, км	Добыча ПНГ, млн м ³
ТПП «Повхнефтегаз»	ЗАПАДНО-КОТУХТИНСКИЙ	0,826	1 115 427	1	2	30	18	28	0
ПАО «НК «Роснефть»	ЭРГИНСКИЙ	332,18	14 403 135	3	17	0	0	0	19
АО «НК «Конданефть»	ЧАПРОВСКИЙ	0	2 257 107	1	11	0	80	25	0
АО «НОВАТЭК-ПУР»	СЫСКОНСЫНЬИНСКИЙ	0	3 205	6	9	35	0	0	0

5.2. Использование попутного нефтяного газа в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре

В таблице 5.7 приведены данные о структуре и объемах полезного использования попутного нефтяного газа в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в 2020 г., а также сравнение с основными показателями использования ПНГ в 2019 г.

Таблица 5.7. Направления использования попутного газа нефтяными компаниями в целом по автономному округу в 2019-2020 гг.

№ пп	Направления использования	Объем ПНГ в 2019 г., млн м ³	Объем ПНГ в 2020 г., млн м ³	+/-, млн м ³
1	Транспортировка на газоперерабатывающий завод	27 183,6	25 747,3	-1 436,3
2	Транспортировка на выработку электроэнергии всего, в т.ч.:	3 840,8	3 629,1	-211,7
	на ГРЭС	185,9	50,2	-135,7
	на ГТЭС, ГПЭС	3 654,9	3 578,9	-76,0
3	Собственные технологические и промышленные нужды всего, в т.ч.:	2 240,1	1 629,3	-610,8
	топливо для печей установок подготовки нефти	1 097,9	847,7	-250,2
	отопление жилых вахтовых поселков	106,2	61,2	-45,0
	закачка газа в пласт для поддержания пластового давления	4,5	64,6	60,1
	закачка газа для временного хранения	39,0	40,6	1,6
	прочие	631,8	362,6	-269,2
	котельные	360,7	252,5	-108,2
4	На нужды муниципальных образований	220,3	191,2	-29,1
5	Сдача газа сторонним организациям всего	419,8	288,0	-131,8
6	Технологические потери	111,1	116,8	5,7
7	Сжигание в факелах	1 682,3	1 471,9	-210,4
8	Потери газа по причине ремонта	95,6	186,4	90,8
9	Величина суммарного объема добычи нефтяного газа (ресурс газа)	35 793,7	33 259,9	-2 533,7
10	Использование нефтяного газа	34 111,4	31 767,0	-2 344,4
11	Процент использования нефтяного газа	95,3	95,5	0,2

На рис. 5.4 представлена диаграмма объемов добычи нефти, ресурсов газа, объемов использования ПНГ.

В 2020 году нефтяными компаниями-недропользователями на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в виде ресурса было добыто 33,3 млрд м³ попутного нефтяного газа – это меньше, чем в прошлом году на 2,5 млрд м³ (на 7,1 %).

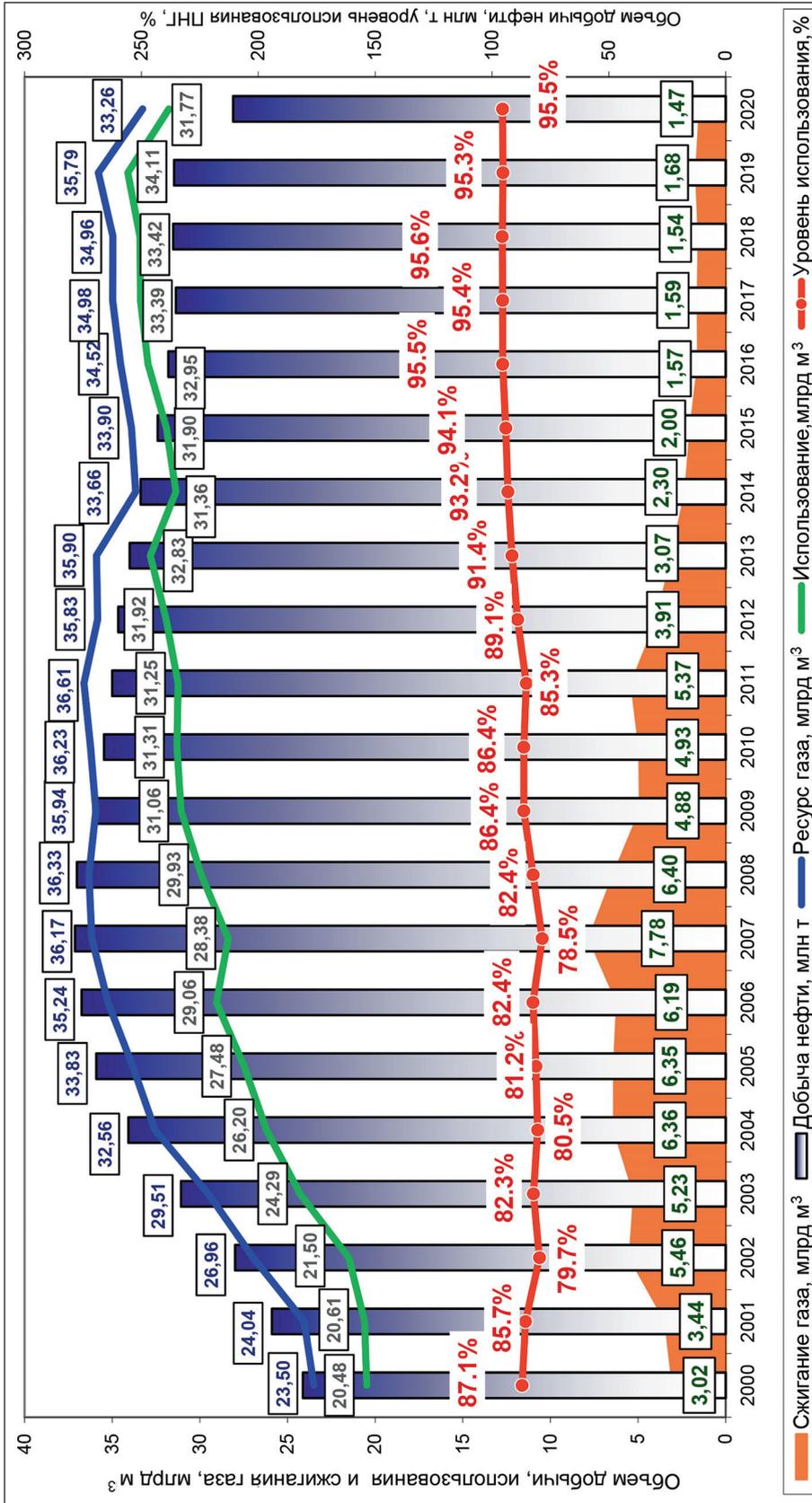


Рис. 5.4. Показатели добычи и использования нефтяного газа в автономном округе в 2000-2020 гг.

Объем полезного использования газа в целом по округу уменьшился на 2,3 млрд м³ (на 6,9 %), объем сжигания газа в факелах в 2020 г. сократился на 210,4 млн м³ (на 12,5 %).

Сократился объем газа, направляемый на выработку электроэнергии на промышленных газозабогатителях, на 2,1 % или на 76 млн м³.

Большая часть добытого газа (25,75 млрд м³ была направлена на переработку на 11 газоперерабатывающих комплексов, два из которых (Муравленковский ГПЗ и Вынгапуровский ГПЗ) находятся на территории ЯНАО. В 2020 году этот объем снизился на 1,4 млрд м³ или на 5,3 %.

Транспортировка попутного нефтяного газа для переработки на ГПЗ ХМАО – Югры – один из путей повышения уровня его использования. Объемы поставляемого на ГПЗ газа в округе постоянно увеличивались, даже при снижении уровня добычи нефти в последние годы. В 2020 году на 9 газоперерабатывающих предприятий ХМАО – Югры поступило более 23,4 млрд м³ попутного нефтяного газа (-1,63 млрд м³ к уровню 2019 года). На всех газоперерабатывающих заводах округа в 2020 году были уменьшены объемы поставки попутного нефтяного газа, кроме Южно-Балыкского ГПЗ и Приразломного мини-ГПЗ. Особенно значительно – на ГПЗ «Няганьгазпереработка» (на 22,25 %), УППНГ «Лангепаснефтегаз» (на 20,2 %) и Нижневартовском ГПЗ (на 8,3 %), что в сумме составило 1,25 млрд м³. Вынужденное снижение в 2020 году добычи нефти и ПНГ в рамках соглашения ОПЕК+ сказалось на работе этих югорских предприятий больше остальных.

Как следствие, по итогам 2020 года на ГПЗ округа всех видов продукции было произведено меньше, чем в предыдущем году (табл. 5.8).

Таблица 5.8. Сравнительный материальный баланс по ГПЗ ХМАО – Югры в 2019-2020 гг.

№	Статьи баланса период	ГПЗ ХМАО – Югры				
		2019 г.	%	2020 г.	%	+/-
1	Поступило газа на ГПК, млн м ³	25028,03	100	23397,69	100	-1630,34
2	Выработано продукции:					
2.1.	Сухой газ, млн м ³	22069,70	88,29	20726,32	88,58	-1343,38
2.2.	ШФЛУ, тыс. т	5040,45		4575,18		-465,27
2.3.	Бензин газовый стабильный, тыс. т	290,06		254,97		-35,09
2.4.	Сжиженный газ (пропан, бутан), тыс. т	822,62		706,00		-116,62
3	Утилизация (топливо и потери), тыс. т	696,38	2,29	579,74	2,48	-116,64
4	Осадок в жидкий продукт, тыс. т	2048,36	8,94	1913,75	8,18	-134,61

5.3. Развитие «малой» энергетики в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре

Начиная с 2001 г., для электроснабжения промышленных объектов нефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры используются автономные электростанции, работающие на попутном нефтяном газе. Газоэлектростанции размещаются непосредственно на месторождениях и предназначаются для обеспечения собственных нужд нефтепромысла. В качестве топлива на газоэлектростанции находит применение нефтяной попутный газ. Кроме электрической, станции несут тепловую нагрузку за счет утилизации тепла уходящих газов, обеспечивая отопление и горячее водоснабжение объектов обустройства и вахтовых поселков. Конструктивно газоэлектростанция строится в виде отдельного корпуса, в котором располагается технологическое и электротехническое оборудование (энергоблоки, оборудование теплосети и химводоподготовки), а также оборудование управления электростанцией.

Для применения на нефтяных промыслах промышленностью предлагается два вида газоэлектростанций – газотурбинные и газопоршневые. Газотурбинные электростанции строятся на основе газовых турбин, представляющих собой преимущественно авиационный двигатель, а газопоршневые – на основе дизель-генераторов. Мощность энергоблоков газоэлектростанций зависит в основном от потребностей месторождений и объемов попутного нефтяного газа, который необходимо рационально использовать.

Начало массового строительства промышленных газоэлектростанций в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре относится к 2004 г., когда Правительством Югры была инициирована Программа мероприятий по увеличению уровня полезного использования попутного нефтяного газа (табл. 5.9).

В настоящее время на территории автономного округа работает 80 газоэлектростанций, а общая установленная мощность – 1878,9 МВт (рис. 5.5, табл. 5.10).

Компанией, наиболее широко применяющей утилизацию попутного газа для выработки электроэнергии, является ПАО «Сургутнефтегаз» – 33 % мощности энергопроизводства на промыслах приходится на эту компанию. В ПАО «Сургутнефтегаз» около 40 % потребности в электроэнергии покрывается за счет производства на своих автономных газоэлектростанциях.

Значительное внимание малой энергетике уделяется также в компаниях ПАО «ЛУКОЙЛ» и ПАО «НК «Роснефть».

Таблица 5.9. Количество промысловых газозлектростанций в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре, шт.

Наименование компании	Годы													Консервация	Всего								
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
ПАО «ЛУКОЙЛ»	-	-	-	-	3	-	4	2	3	-	1	3	-	-	1	-	2	-	-	-	-	-3	16
ПАО «Сургутнефтегаз»	2	-	-	4	1	7	3	2	3	2	-	2	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	27
ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»	1	-	-	-	-	-	1	-	1	1	1	1	1	1	-	-	-	1	1	-	-	-	9
ПАО «НГК «Славнефть»	-	-	-	2	-	1	2	-	1	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-1	8
ПАО «Газпром нефть»	-	-	-	-	-	-	1	-	1	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	3
ПАО НК «РуссНефть»	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-2	3
СП ВИНК	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
независимые компании	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	1	1	1	-	-	1	-	-	4	2	-	-	12
Всего по автономному округу	3	-	-	6	4	8	12	6	10	5	2	9	3	3	4	1	2	1	5	2	-	-	80
Консервация															-1		-3					-6	
Общее количество по автономному округу	3	3	3	9	13	21	33	39	49	54	56	65	68	71	74	75	74	75	80	80			

Таблица 5.10. Рост общей установленной мощности промысловых газозлектростанций в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре, МВт

Наименование компании	Годы												Всего									
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
ПАО «ЛУКОЙЛ»	-	-	-	-	57,88	-	82,8	11,7	60,8	-	48	101,65	-	-	7,55	-	26,6	-	-	-	-	396,98
ПАО «Сургутнефтегаз»	37	-	-	120	36	148,11	41,48	44,214	15,06	75,08	-	72	-	36	-	-	-	-	-	-	-	624,942
ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»	24	-	-	-	-	-	12	-	135	60	135	24	55,7	4,75	3,08	-	-	36	18	-	-	507,53
ПАО «НГК «Славнефть»	-	-	-	23,75	-	5,4	13	-	11,4	4,8	-	-	-	-	61,08	-	-	-	-	-	-14,3	105,13
ПАО «Газпром нефть»	-	-	-	-	-	-	10,5	-	48	48	-	-	-	3	5	-	-	-	-	-	-	114,5
ПАО НК «РуссНефть»	-	-	-	-	-	-	-	5	8,4	-	-	13,3	0,5	-	-	-	-8,4	-	-	-	-7	11,8
СП ВИНК	-	-	-	-	-	-	7,5	45	-	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	67,5
независимые компании	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	7,35	2,5	4	-	-	0,315	-	4,2	18,67	4,5	-	50,535
Всего по округу	61	0	0	143,75	93,88	153,51	167,28	105,91	278,66	211,88	190,35	213,45	60,2	43,75	76,71	0,315	18,2	40,2	36,67	-16,8	-16,8	1878,9
Консервация															-1		-8,4				-21,3	
Общая установленная мощность промысловых ЭС, МВт	61	61	61	204,75	298,63	452,14	619,42	725,33	1004	1215,9	1406,2	1619,7	1679,9	1723,6	1800,3	1800,7	1818,9	1859,0	1891,7	1878,9		

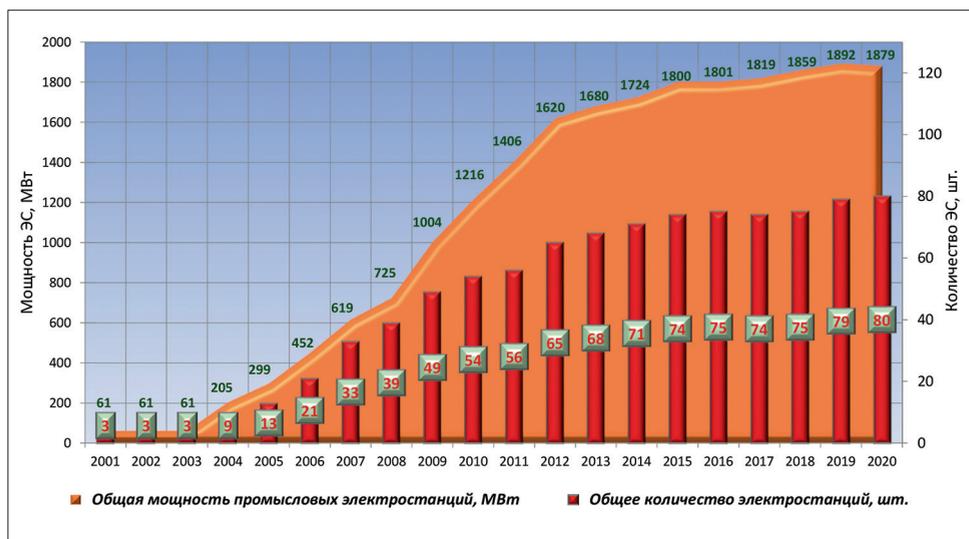


Рис. 5.5. Динамика показателей «малой» энергетики в 2001-2020 гг.

5.4. Переработка нефти в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре

В 2020 году на месторождениях ХМАО – Югры было добыто 210,82 млн т нефти с конденсатом, что на 24,979 млн т меньше уровня годовой добычи 2019 года. Основная масса добытой нефти поступила в систему магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть», только 2,9 % (6,16 млн т), как и в предыдущие годы, было направлено для переработки на мини-НПЗ ХМАО – Югры с целью обеспечения собственных нужд в бензине, дизельном топливе, керосине, битуме и других продуктах.

В 2020 году переработка нефти в автономном округе велась на 6 нефтеперерабатывающих заводах в основном для собственных нужд компаний.

Суммарная мощность югорских НПЗ составляет 5,5 млн т нефти, из них 4,5 млн т приходится на УППН ООО «Нижневартовское НПО». В отчетном году на этом предприятии было переработано 83,46 % от всего объема поступившего сырья. Загрузка югорских НПЗ в 2020 году представлена в табл. 5.11.

В 2020 году производственные показатели на НПЗ остались фактически на уровне прошлого года: было переработано 6160,71 тыс. т нефти, что на 7,78 тыс. т больше, чем за 2019 год (6152,92 тыс. т нефти) и выработано 1875,16 тыс. т продукции, на 17,3 тыс. т больше, чем в 2019 г. Таким образом, средняя глубина переработки нефти по округу незначительно увеличилась и составила 30,44 (на 0,25 % выше уровня предыдущего года).

**Таблица 5.11. Загрузка нефтеперерабатывающих заводов
ХМАО – Югры в 2020 г.**

№	Наименование НПЗ	Проектная мощность, тыс. т/год	Год ввода	Поступило в 2020 г., тыс. т	Доля сырья, %	Производство, тыс. т	Доля продукции, %
1	УППН ТПП «Когалымнефтегаз»	350	1997	414,65	6,73	143,39	7,65
2	УППН ТПП «Урайнефтегаз»	148	1995	136,59	2,22	50,86	2,71
3	УППН ООО «Красноленинский НПЗ»	300	1996	285,64	4,64	150,22	8,01
4	УППН ООО «Нижневартовское НПО»	4500	1998	5141,68	83,46	1464,86	78,12
5	УППН ПАО «Варьеганнефть»	100	1993	45,74	0,74	11,33	0,60
6	УППНиПБ ПАО «Сургутнефтегаз»	118,8	1981	136,41	2,21	54,51	2,91
Итого по ХМАО – Югре		5516,8		6160,71	100,00	1875,16	100,00

Основные виды производимой продукции на югорских НПЗ – бензин газовый стабильный (47,6 %), дизельное топливо (37 %), авиационный керосин (9,3 %), автомобильный бензин (3 %) и битум дорожный (1,1 %). Материальные балансы по НПЗ за 2019–2020 гг. приведены в таблице 5.12.

5.5. Анализ состояния трубопроводных систем в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в 2020 г.

Общая протяженность сети промысловой трубопроводной системы Ханты-Мансийского автономного округа – Югры по данным нефтяных компаний-недропользователей на 01.01.2021 года составляет 98 643 км (табл. 5.13, рис. 5.6). Также по территории округа проходят магистральные газопроводы и нефтепроводы, длина которых составляет около 16 тыс. километров.

К промышленным трубопроводам относятся:

- нефтесборные сети;
- напорные водоводы системы ППД;
- межпромысловые – напорные нефтепроводы;
- низконапорные водоводы;
- внутривыгодочные нефтепроводы;
- внутривыгодочные водоводы;
- напорные газлифтные газопроводы;
- газопроводы внутривыгодочные;
- газопроводы транспорта газа;
- продуктопроводы.

Таблица 5.12. Материальный баланс по нефтеперерабатывающим заводам ХМАО – Югры за 2019-2020 гг. (данные предоставлены Департаментом по недропользованию ХМАО – Югры)

№ пп	Статьи баланса	УПН ТПН Когалым-нефтегаз		УПН ТПН Урайнефтегаз		УПН ТПН Крайненский НПЗ		УПН ООО Нижневартовское НПО		УПН ОАО Варьеган-нефть		УПН ПБ ОАО Сургут-нефтегаз		Всего по автономному округу		
		2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	+/-
Добыча нефти, тыс. т																
1	Поступило нефти на установку, тыс. т	395,00	414,65	141,22	136,59	273,05	285,64	5154,00	5141,68	53,68	45,74	135,98	136,41	6152,93	6160,71	7,78
2	Возврат в нефтепровод	255,93	252,84	84,48	83,37	125,93	95,59	3643,00	3645,95	39,02	33,20	71,24	79,61	4219,60	4190,56	-29,04
3	Потери нефти	5,86	7,09	2,56	2,36	4,68	4,00	31,00	27,97	1,44	1,21	2,14	2,83	47,67	45,46	-2,21
4	Утилизация	-	-	-	-	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Выработано продукции:	127,62	143,39	54,18	50,86	142,44	150,22	1457,40	1464,86	13,62	11,33	62,59	54,51	1857,85	1875,16	17,31
5.1	Газ стабилизации	-	-	-	-	0,00	0,00	-	-	-	-	-	0,00	-	-	-
5.2	Нафта (бензин растворитель)	-	-	-	-	0,00	0,00	-	-	-	-	-	0,00	-	-	-
5.3	Бензиновая фракция	-	0,00	-	-	0,00	0,00	-	-	-	-	1,94	1,14	1,94	1,14	-0,80
5.4	Бензин прямойгонный	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	-	-	-	-	-	-
5.5	Бензин газовый стабильный	-	-	-	-	57,70	62,16	826,69	830,46	-	-	-	0,00	884,39	892,62	8,23
5.6	Бензин:	37,65	42,59	18,17	16,62	-	0,00	-	-	-	-	-	-	55,82	59,21	3,39
	А-76 (80)	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Аи-92 (93)	29,20	32,41	18,17	16,62	-	0,00	-	-	-	-	-	-	47,37	49,03	1,66
	Аи-95 (98)	8,45	10,18	-	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-	8,45	10,18	1,73
5.7	Керосин ТС-1	19,53	20,74	-	-	19,73	19,42	114,52	127,03	6,01	6,70	-	-	159,78	173,88	14,10
5.8	Керосиновая фракция	-	-	-	-	-	0,00	-	-	-	0,00	-	-	-	0,00	-
5.9	Дизельное топливо:	70,45	80,06	-	0,00	65,02	68,64	516,19	507,38	7,61	4,63	34,36	33,18	693,62	693,88	0,26
	летнее	20,67	28,26	-	0,00	37,38	51,06	65,69	32,65	3,77	1,37	-	0,00	127,50	113,34	-14,16
	зимнее	42,28	49,20	-	0,00	27,64	17,57	444,50	450,19	3,85	3,27	-	-	518,26	520,22	1,96
	арктическое	7,50	2,60	-	-	-	-	6,00	2,00	-	-	-	-	13,50	4,60	-8,90
	судовое топливо	-	-	-	-	-	-	-	22,54	-	-	34,36	33,18	34,36	55,72	21,36
5.1	Дизельная фракция	-	-	36,01	34,24	-	-	-	-	-	-	-	-	36,01	34,24	-1,78
5.11	Битум дорожный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26,29	20,19	26,29	20,19	-6,10

Таблица 5.13. Общая протяженность трубопроводов различного назначения на территории автономного округа на 01.01.2021 г.

№ пп	Вид трубопровода	Общая длина на 01.01.2021 г., км	Объем строительства в 2020 г., км	Объем реконструкции в 2020 г., км
1	Внутриплощадочные нефтепроводы	5 186,3	17,2	53,0
2	Внутрипромысловые нефтепроводы	35 031,9	689,1	923,9
3	Межпромысловые нефтепроводы	13 766,4	85,9	144,9
4	Внутриплощадочные водоводы	2 612,7	10,6	25,2
5	Высоконапорные водоводы	27 993,4	401,8	534,2
6	Низконапорные водоводы	3 417,8	26,5	34,8
7	Газопроводы газлифтной добычи	73,3	-	-
8	Газопроводы внутрипромысловые	6 624,1	6,5	29,8
9	Газопроводы транспорта газа	3 863,9	8,7	20,6
10	Продуктопроводы	73,1	-	-
	Общий итог	98 642,9	1 246,4	1 766,2

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

В 2020 г. уменьшилась протяженность внутрипромысловых нефтепроводов и высоконапорных водоводов за счет уточнений ПАО «НГК «Славнефть», вывода из эксплуатации и консервации трубопроводов предприятий ТПП «Урайнефтегаз» и АО «Самотлорнефтегаз». Несмотря на уменьшение протяженности некоторых видов трубопроводов, общая длина увеличилась и к концу 2020 года выросла на 114 км (в 2019 г. составляла 96 529 км).

В таблице 5.14 приведены сводные данные по протяженности трубопроводов по нефтяным компаниям.

В среднем в автономном округе темпы ежегодного строительства и реконструкции находятся на уровне 3,0-4,0 тыс. км. За прошедшие 5 лет средняя ежегодная протяженность строительства и реконструкции составляет около 3,5 км со снижением в отчетном году до 3 км. В отчетном 2020 году введено 1246 км (в 2019 году – 1720 км), реконструировано и отремонтировано 1766 км (в 2019 году – 1820 км) трубопроводов.

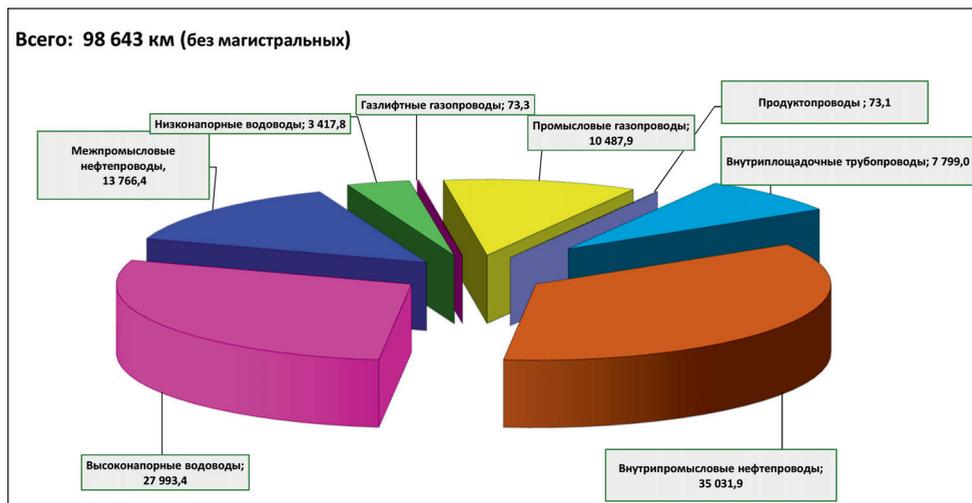


Рис. 5.6. Соотношение протяженности различных видов трубопроводов в 2020 г. в автономном округе, км

Таблица 5.14. Длина трубопроводов нефтяных компаний автономного округа в 2020 г., км

Компания	Внутриплощад. н/пр	Внутриплощад. в/в	Внутрипромысл. н/пр	Высоконапор. в/в	Межпромысл. н/пр	Низконапор. в/в	Промысловые г/п	Газлифт. г/пр	Продуктопрово-воды	Итого
ПАО «ЛУКОЙЛ»	2257,1	945,0	7910,5	5639,0	2973,7	568,2	2325,8	-	68,5	22687,8
ПАО «Сургутнефтегаз»	1905,7	922,4	9619,6	8840,1	3533,9	881,2	4082,8	-	0,0	29785,6
ПАО «НК «Роснефть»	699,9	365,7	10443,1	9220,1	3412,2	1501,0	2819,4	5,8	4,7	28471,8
ПАО «НГК «Славнефть»	57,1	19,7	2535,1	1605,6	1363,3	77,2	267,1	-	-	5925,1
ПАО «Газпром нефть»	9,6	98,0	1575,2	858,6	940,6	80,6	249,7	67,5	-	3879,8
ПАО НК «РуссНефть»	106,8	200,7	996,5	683,7	744,9	256,2	341,2	-	-	3329,9
СП ВИНК	84,6	27,8	1504,9	888,5	419,3	27,7	256,0	-	-	3208,7
Малые и средние компании	65,5	32,6	447,1	257,8	378,5	21,1	116,6	-	-	1319,2
ПАО «НОВАТЭК»	-	0,8	-	-	-	4,7	29,4	-	-	34,9
Итого	5 186,3	2612,7	35031,9	27993,4	13766,4	3417,8	10487,9	73,3	73,1	98 642,9

На диаграмме рис. 5.7 представлена динамика роста протяженности трубопроводов, введенных и реконструированных за 11 лет — с 2010 по 2020 гг., общей протяженности действующих промышленных трубопроводов и их среднего срока эксплуатации. В настоящее время около 59 тыс. км из 98,6 тыс. км (60 %) трубопроводов введены в эксплуатацию ранее 2010 г., то есть срок службы этих трубопроводов более 10 лет.

В 2020 году, как и в прошлом году, объем реконструкции превысил объем капитального строительства трубопроводов.

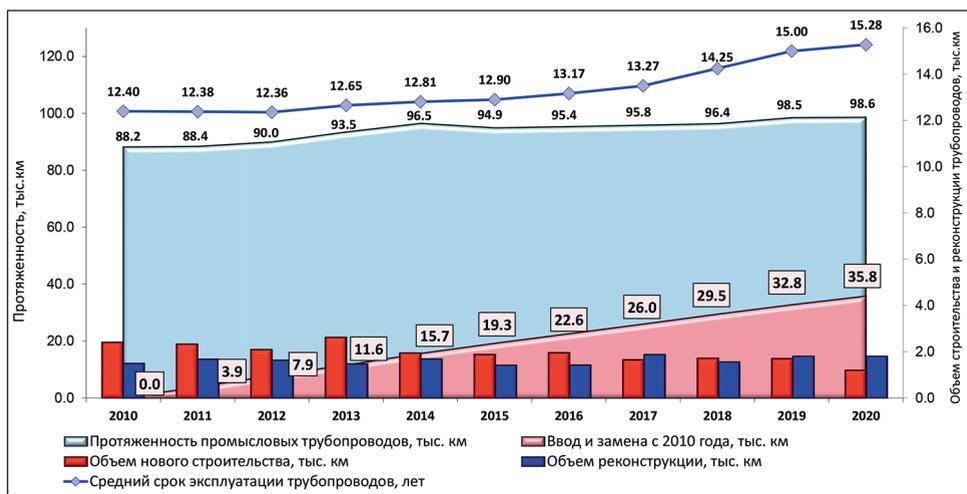


Рис. 5.7. Общая протяженность, объемы нового строительства и реконструкции трубопроводов в целом по округу в 2010-2020 гг.

Средневзвешенный срок эксплуатации по всем видам промышленных трубопроводов ($T_{\text{ср}}$ – величина, учитывающая длины промышленных трубопроводов разного срока эксплуатации) составил по округу 15,28 лет (рис. 5.7). Средневзвешенные показатели срока эксплуатации по нефтесборным трубопроводам и по водоводам в целом по округу продолжили увеличиваться.

На карте-диаграмме (рис. 5.8) интенсивность цвета раскраски лицензионных участков соответствует значениям средневзвешенных сроков эксплуатации трубопроводов нефтесбора, находящихся на лицензионных участках.

На графике рис. 5.9 показаны рассчитанные по нефтедобывающим компаниям средневзвешенные сроки эксплуатации внутри-промышленных трубопроводов – нефтесбора и высоконапорных водоводов, а также протяженности этих видов трубопроводов.

В среднем трубы с самым большим сроком службы используются компаниями АО «Томскнефть» ВНК, ПАО НК «Русс-Нефть», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть». Компании ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Сургутнефтегаз» и ПАО «НК «Роснефть» эксплуатируют самые протяженные трубопроводы; их срок службы и определяет возрастное состояние трубопроводов в целом по округу (12,39 лет по нефтесбору и 14,81 года по высоконапорным водоводам).

Нормативные сроки службы промышленных трубопроводов по регионам приводятся в руководящих документах для нефтедобывающей отрасли РД 39-132-94. Для нефтегазосборных трубопроводов, работающих при определенных параметрах в условиях Западной Сибири, они составляют 10 лет.

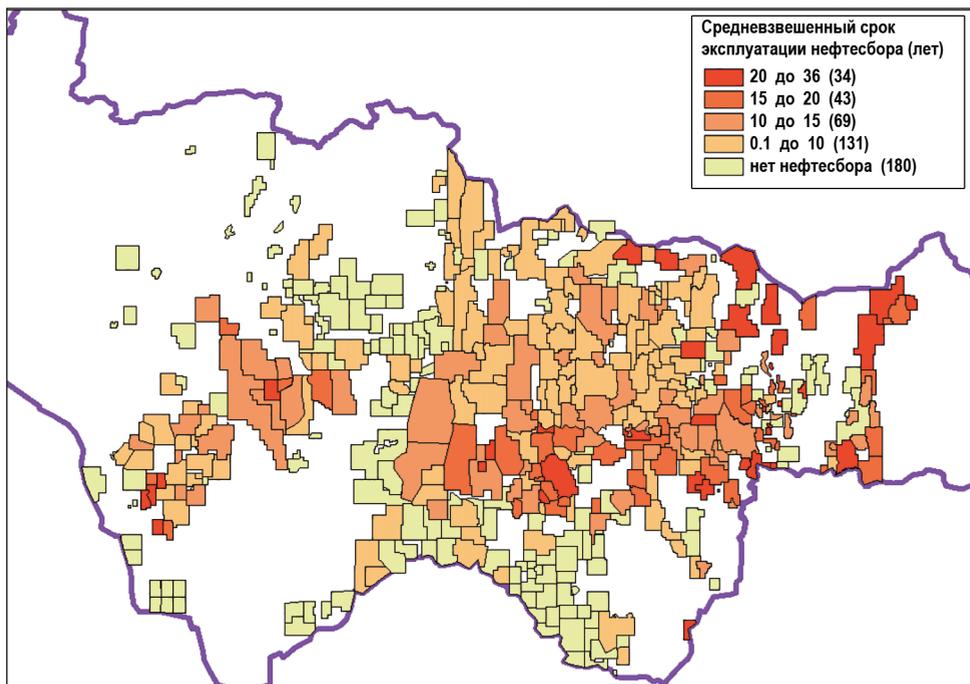


Рис. 5.8. Распределение средневзвешенного срока эксплуатации трубопроводов нефтесбора по лицензионным участкам на 01.01.2021 г.

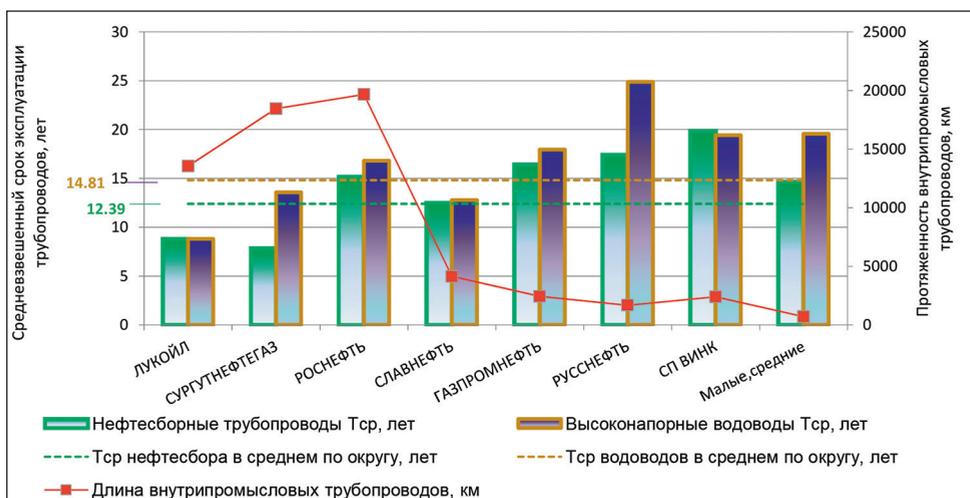


Рис. 5.9. Величина средневзвешенного срока эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов и их протяженность на 01.01.2021 г. по нефтяным компаниям

Значительное превышение срока службы по отношению к нормативному по всем видам трубопроводов наблюдается в компаниях ПАО НК «РуссНефть», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть», СП ВИНК.

В целом по округу новые нефтесборные трубопроводы (строительство и реконструкция 2020 года – 1613 км) составляют 4,6 % от их общей протяженности (35 032 км). Средневзвешенный срок службы по нефтесбору стабилизировался (12,38 лет в 2019 г. и 12,39 лет – в 2020 г.). Новые высоконапорные водоводы (строительство и реконструкция 2020 года – 936 км) составляют 3,3 % от их общей протяженности (27 993,4 км). Средневзвешенный срок службы по водоводам увеличился с 14,62 лет в 2019 г. до 14,81 лет – в 2020 г. Обновления и вывода из эксплуатации части нефтесбора и водоводов оказалось недостаточно для уменьшения средневзвешенного срока эксплуатации.

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. По данным таблицы 5.15 видно, что в целом по округу доля внутрипромысловых трубопроводов, срок службы которых превышает 15 лет, составляет 34 %.

Таблица 5.15. Доля внутрипромысловых трубопроводных систем со сроком эксплуатации, превышающим 15 лет, на 01.01.2021 г. по нефтедобывающим компаниям

Компания	Длина внутрипромысловых тр/пр, км	В т.ч. длина внутрипромысловых старше 15 лет, км	Доля внутрипромысловых тр/пр старше 15 лет, %	Кол-во аварий на трубопроводах 2016-2020 гг., шт.
ПАО «ЛУКОЙЛ»	13 550	1 785	13	144
ПАО «Сургутнефтегаз»	18 460	5 201	28	71
ПАО «НК «Роснефть»	19 663	9 147	47	13 518
ПАО «НГК «Славнефть»	4 141	1 463	35	8
ПАО «Газпром нефть»	2 434	1 053	43	4
ПАО НК «РуссНефть»	1 680	1 082	64	14
СП ВИНК	2 393	1 298	54	211
Малые, средние	705	380	54	17
Всего по округу	63 025	21 409	34	13987

Диаграмма на рис. 5.10 наглядно отражает соотношение протяженности внутрипромысловых трубопроводов (нефтесбора и высоконапорных водоводов) со сроком службы более 15 лет и общей протяженности этих видов трубопроводов по нефтедобывающим компаниям.

В таблице 5.16 приведена динамика аварийности с 2010 по 2020 год по нефтяным компаниям-недропользователям Ханты-Мансийского автономного округа – Югры по всем промысловым трубопроводам, включая газопроводы.



Рис. 5.10. Соотношение протяженности внутрипромысловых трубопроводов со сроком службы более 15 лет к общей их протяженности в 2020 г.

Таблица 5.16. Динамика аварийности на промысловых трубопроводах по нефтяным компаниям автономного округа в 2010-2020 гг.

Компании	Количество аварий											Итого аварий 2010-2020 гг.
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
ПАО «ЛУКОЙЛ»	84	44	24	53	67	18	28	32	32	26	21	429
ПАО «Сургутнефтегаз»	37	18	33	39	4	11	7	37	16	5	6	213
ПАО «НК «Роснефть»	3182	2911	2739	2510	2373	2817	3606	4266	2976	1379	1291	30050
ПАО «НГК «Славнефть»	36	20	21	20	13	8	3	2	1	2	0	126
ПАО «Газпром нефть»	58	13	15	31	1	0	1	0	0	0	3	122
ПАО НК «РуссНефть»	4	1	10	3	4	4	3	3	3	4	1	40
СП ВИНК	995	590	381	110	66	61	47	42	46	37	39	2414
Малые, средние	3	11	7	3	2	2	1	1	11	4	5	50
Всего по округу	4399	3608	3230	2769	2530	2921	3696	4383	3085	1457	1366	33444

Аварийность в 2020 году по округу снизилась по сравнению с прошлым годом на 6 %. Наибольшая аварийность наблюдается в компании ПАО «НК «Роснефть» (до 95 % от общего количества по округу). Но и здесь в отчетном году произошло уменьшение аварийности за счет таких крупных участков, как Малобалыкский, Мамонтовский, Тепловский, Усть-Балыкский, Южно-Балыкский, Южно-Сургутский. Нагляднее всего снижение аварийности выражено при сравнении доли аварий на линейных и внутривысотных

трубопроводах компании. Если в годы с высокой аварийностью доля внутриплощадочных аварий достигала 46 %, то в 2019 г. она снизилась до 7 %, а в 2020 году до 5 %, то есть снижение происходит в основном за счет внутрикустовых трубопроводов малых диаметров. На графике рис. 5.11 приведена динамика аварийности по округу.



Рис. 5.11. Динамика аварийности на промышленных трубопроводах в 2010-2020 гг. в целом по автономному округу

Удельная аварийность по округу (количество аварий, усредненное за пятилетний период 2016-2020 гг., на 100 км внутрипромысловых трубопроводов) составила 4,44 аварии на 100 км в год.

В таблице 5.17 представлены данные о последствиях аварий на трубопроводах в 2020 году, площадь загрязненных земель и объем вылившегося загрязнителя.

Таблица 5.17. Последствия аварий на трубопроводах в 2020 г.

Наименование компаний	Нефтепроводы		Водоводы	
	Объем вылившегося загрязнителя, т	Площадь загрязнения, га	Объем вылившегося загрязнителя, т	Площадь загрязнения, га
ПАО «ЛУКОЙЛ»	0,59	1,404	0,01	0,000
ПАО «Сургутнефтегаз»	1,58	0,236		
ПАО «НК «Роснефть»	560,79	78,808	1 131,77	33,343
ПАО «НГК «Славнефть»				
ПАО «Газпром нефть»	0,72	0,290		
ПАО НК «РуссНефть»		0,010		
СП ВИНК	2,83	3,996	2,44	1,030
Малые, средние	1,02	0,432	0,90	2,007
Общий итог	567,52	85,177	1 135,12	36,380

Данные по аварийности предоставлены компаниями-недропользователями.

Необходимым условием снижения количества аварий на трубопроводах является строгое выполнение программ капитального ремонта, замены и реконструкции трубопроводов, разработанных с учетом фактического состояния трубопроводов на промыслах.

В период с 2010 года ежегодный объем работ по замене и реконструкции внутрипромысловых трубопроводов находился на уровне от 1400 до 1800 км.

Всего с 2010 по 2020 гг. в округе построено более 21 тыс. км новых промысловых трубопроводов и реконструировано около 18 тыс. км действующих (в сумме 40 % от общего количества).

Далее приведены сравнительные таблицы по строительству и реконструкции всех промысловых трубопроводов (внутрипромысловые нефтепроводы, высоконапорные водоводы, межпромысловые нефтепроводы, низконапорные водоводы, газопроводы и внутриплощадочные трубопроводы). В таблице 5.18 содержатся плановые и фактические показатели по реконструкции трубопроводов за последние два года.

В 2020 году планы по округу были выполнены на 77 % за счет того, что были близки к выполнению только компании ПАО «Сургутнефтегаз» и ПАО «НГК «Славнефть». Также увеличилось до 85 % выполнение планов в компании ПАО «НК «Роснефть». В 2019 г. ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Сургутнефтегаз» и ПАО НК «РуссНефть» перевыполнили план по реконструкции (выполнение по округу составляло 83 %).

В таблице 5.19 содержатся плановые и фактические показатели по строительству трубопроводов за последние два года.

Таблица 5.18. Выполнение планов реконструкции и замены трубопроводов в 2019-2020 гг.

Нефтяная компания	Реконструкция и замена в 2019 году, км			Реконструкция и замена в 2020 году, км		
	План	Факт	Выполнение в %	План	Факт	Выполнение в %
ПАО «ЛУКОЙЛ»	543,6	559,6	103	775,8	530,5	68
ПАО «Сургутнефтегаз»	648,5	814,5	126	892,0	809,3	91
ПАО «НК «Роснефть»	789,0	348,5	44	365,5	311,0	85
ПАО «НГК «Славнефть»	56,3	46,8	83	54,2	51,8	95
ПАО «Газпром нефть»	-	-	-	4,8	-	-
ПАО НК «РуссНефть»	6,1	6,7	108	-	-	-
СП ВИНК	119,0	33,1	28	108,8	59,9	55
Малые, средние	27,0	10,0	37	78,7	3,7	5
Всего по округу	2 190	1 819	83	2 280	1 766	77

Таблица 5.19. Выполнение планов строительства и ввода трубопроводов в 2019-2020 гг.

Нефтяная компания	Строительство в 2019 году, км			Строительство в 2020 году, км		
	План	Факт	Выполнение в %	План	Факт	Выполнение в %
ПАО «ЛУКОЙЛ»	444,5	443,5	100	458,0	294,2	64
ПАО «Сургутнефтегаз»	537,1	489,7	91	493,3	471,4	96
ПАО «НК «Роснефть»	799,5	472,3	59	1 001,9	327,9	33
ПАО «НГК «Славнефть»	231,7	106,5	46	166,9	35,7	21
ПАО «Газпром нефть»	59,8	121,9	204	137,4	14,5	11
ПАО НК «РуссНефть»	17,8	22,6	127	34,0	21,9	64
СП ВИНК	167,3	65,1	39	217,5	35,1	16
Малые, средние	55,0	18,6	33	298,4	45,7	15
Всего по округу	2 313	1 740	75	2 807	1 246	44

В 2019 г. планы строительства и ввода в эксплуатацию трубопроводов основными крупными компаниями выполнялись. Стабильно высокие показатели у компаний ПАО «ЛУКОЙЛ» и ПАО «Сургутнефтегаз». В отчетном году снизилось выполнение планов строительства во всех компаниях, кроме ПАО «Сургутнефтегаз». В 2020 году в среднем по округу процент выполнения плана строительства и ввода новых трубопроводов уменьшился до 44 %.

На диаграмме (рис. 5.12) представлено соотношение общего объема инвестиций на развитие нефтедобычи в округе с инвестициями, направленными на строительство и реконструкцию промысловых трубопроводов, а также приведен средневзвешенный срок эксплуатации промысловых трубопроводов. Значение срока эксплуатации на данном графике усреднено по всем видам промысловых трубопроводов – нефтесбору, межпромысловым нефтепроводам, высоконапорным водоводам, низконапорным водоводам, промысловым газопроводам.

Доля капвложений, направленных на реконструкцию и капитальный ремонт объектов нефтедобычи (143,8 млрд руб.), относительно общих инвестиций (659,4 млрд руб.) в отчетном году составила 22 %, доля суммарных инвестиций на строительство и реконструкцию трубопроводов (52,2 млрд руб.) составила от общих – 7,9 %, в том числе на реконструкцию трубопроводов – 20,95 млрд руб. (3,2 % от общих инвестиций).



Рис. 5.12. Соотношение инвестиций на строительство и реконструкцию объектов обустройства и средневзвешенный срок службы промышленных трубопроводов в 2010-2020 гг.

VI. ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕ

6.1. Анализ взаимоотношений недропользователей и коренных малочисленных народов Севера

По данным Департамента недропользования и природных ресурсов ХМАО – Югры на 01.01.2021 г. количество территорий традиционного природопользования (ТТП), занесённых в региональный реестр, не изменилось и составило 475, общей площадью 13,3 млн га. Традиционное хозяйствование осуществляли 1133 семьи (4807 человек), сохраняющих традиционный образ жизни (табл. 6.1). Ежегодно с 2014 года в среднем на 2 % происходит увеличение численности субъектов права, лишь в 2017 году отмечалось незначительное уменьшение (рис. 6.1).

Наибольшее количество ТТП сосредоточено в Нижневартовском – 133 шт. и Сургутском – 107 шт. районах. Там же проживает и максимальное количество коренных жителей – 1273 и 2147 человек соответственно.

По доле, занимаемой ТТП от площади района, отмечается немного другое распределение. Практически половину площади района занимают ТТП в Сургутском и Нефтеюганском районах. От 10 до 30 % занято ТТП в Белоярском, Нижневартовском, Ханты-Мансийском и Октябрьском районах. Минимальную долю 1-3 % составляют ТТП в Советском и Кондинском районах (табл. 6.1).

Плотность коренных жителей в разных районах округа сильно варьирует – от 0,09 чел./1000 га в Березовском до 0,78 чел./1000 га в Кондинском районах, в среднем по округу составляя 0,36 чел./1000 га (табл. 6.1).

Таблица 6.1. Характеристика ТТП регионального значения, включённых в Реестр ТТП ХМАО – Югры (по состоянию на 01.01.2021 г.)

Административный район	Кол-во ТТП	Площадь, тыс. га	Плотность, чел./1000 га	Кол-во домохозяйств	Кол-во субъектов права, чел.	из них (по национальному признаку):			
						ханты	манси	ненцы	прочие
Белоярский	34	1 299,8	0,22	61	281	271	0	0	10
Березовский	21	882,0	0,09	26	80	18	55	4	3
Кондинский	35	183,0	0,78	38	143	23	90	0	30
Нефтеюганский	33	1 226,8	0,26	42	318	276	7	0	35
Нижневартовский	133	2 956,0	0,43	246	1273	1020	1	170	82
Октябрьский	54	342,0	0,60	54	204	111	20	0	73
Советский	4	24,1	0,54	4	13	0	11	0	2
Сургутский	107	5 317,5	0,40	593	2147	2019	13	34	81
Ханты-Мансийский	54	1 041,2	0,33	69	348	246	8	10	84
ИТОГО	475	13 272,4	0,36	1 133	4 807	3 984	205	218	400

Ежегодно по запросу Департамента недропользования и природных ресурсов ХМАО – Югры нефтяные компании предоставляют информацию по выполнению экономических соглашений (договоров), заключённых с главами семей территорий традиционного природопользования, в зоне своей производственной деятельности, в том числе в разрезе муниципальных образований.

За 2020 год такие сведения получены от недропользователей по 151 ТТП на общую сумму по исполнению экономических соглашений – 732 млн руб., что на 1,4 % больше, чем в 2019 году (723 млн руб.).

Среди административных районов по сравнению с 2019 годом незначительное увеличение выплат произошло в Сургутском, Нефтеюганском, Ханты-Мансийском и Кондинском районах (рис. 6.1). По-прежнему в округе основная доля выплат приходится на Сургутский район – 79 %.

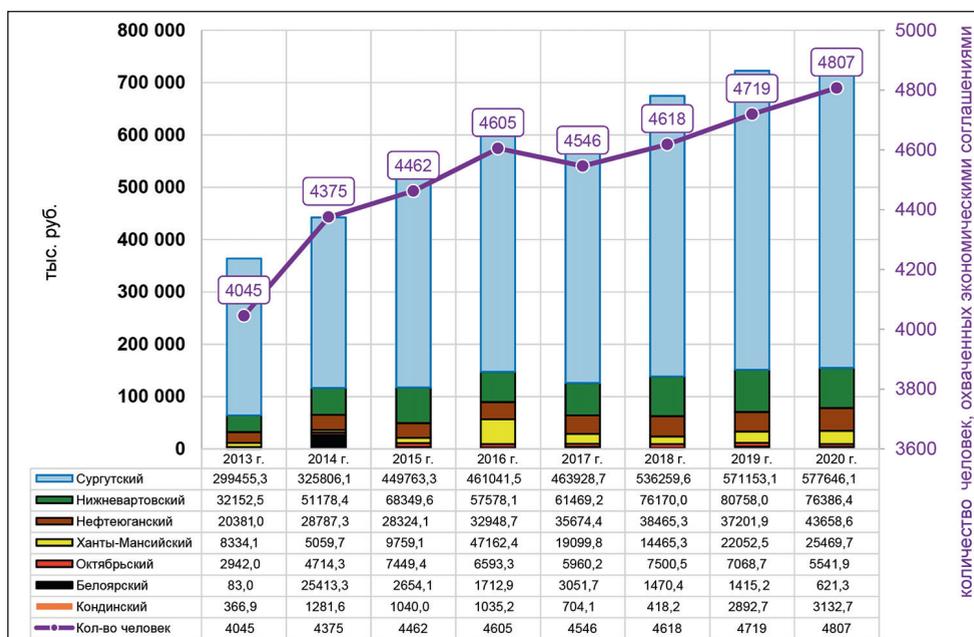


Рис. 6.1. Объёмы выплат недропользователями субъектам права ТТП в 2013-2020 гг.

Для объективного анализа и сравнения между собой районов был введен удельный показатель (тыс. руб./1 чел.) как отношение всех затрат на выполнение экономических соглашений к количеству человек, ими охваченных. В среднем по округу он составляет 256,1 тыс. руб./чел. (на 2 % меньше, чем в прошлом году, когда он был 261 тыс. руб./чел.). Выше среднерегionalного значения этот показатель только в Сургутском районе – 376,5 тыс. руб./чел., практически равен ему в Октябрьском – 230,9 тыс. руб./чел. (рис. 6.2).

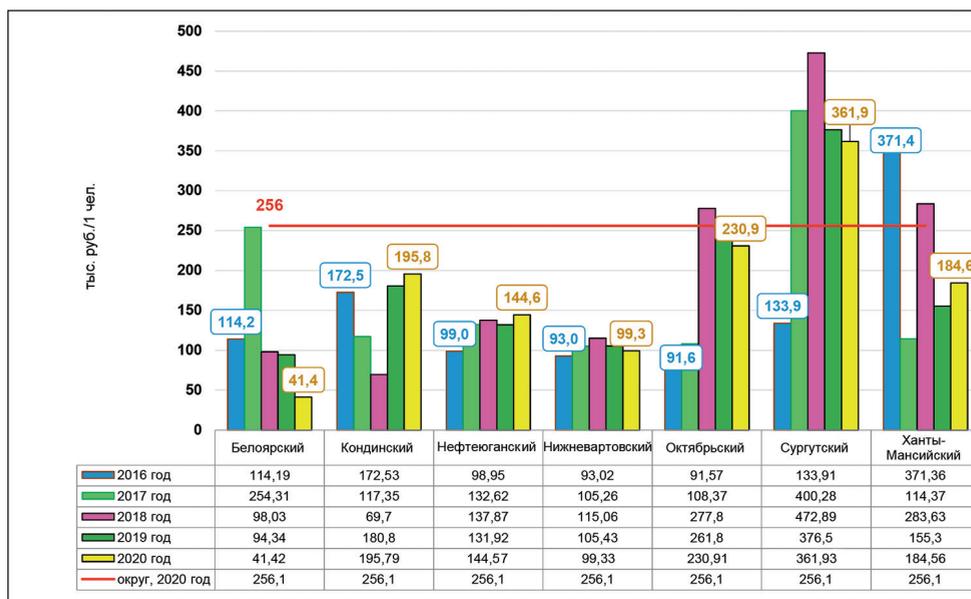


Рис. 6.2. Удельные затраты на выполнение экономических соглашений среди административных районов (тыс. руб./1 чел.)

В остальных районах округа этот показатель значительно ниже среднерегионального значения в 1,3-6 раз. По сравнению с 2019 годом выплаты на одного человека уменьшились в Белоярском районе в 2 раза, также незначительно уменьшились в Нижневартовском, Октябрьском и Сургутском районах. Незначительный рост удельного показателя произошёл в Кондинском, Ханты-Мансийском и Нефтеюганском районах.

Структура выплат по видам затрат по сравнению с прошлым годом не изменилась. По-прежнему наибольший объем выплат приходится на статьи компенсационных выплат семьям коренных народов – 39 % и материально-технических средств – 24 %. Также значительная доля средств выделяется на расходы по транспортировке – 16 % и приобретение ГСМ – 14 % (рис. 6.3).

Добыча и разведка углеводородов в 2020 году осуществлялись на 589 ЛУ, которые занимают 46 % территории округа. Общая площадь перекрытия ТТП с участками составила 7,7 млн га или 58 %.

Количество ТТП, попадающих на лицензионные участки полностью или частично составляет 331 шт. Среди районов наибольшее количество ТТП пересекается с ЛУ в Сургутском – 107 шт. и Нижневартовском – 60 шт. районах.

Ежегодно происходит увеличение площади пересечения лицензионных участков с ТТП, за последние четыре года увеличение произошло на 3 %.

В связи с этим увеличивается и техногенная нагрузка на ТТП, которая крайне неравномерна (табл. 6.2).

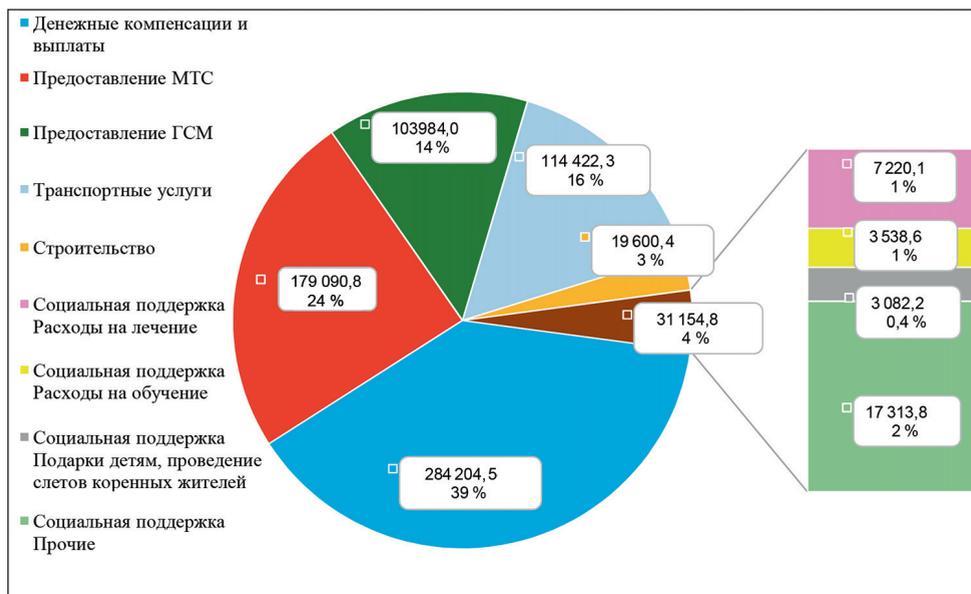


Рис. 6.3. Структура выплат субъектам права ТТП за 2020 г.

Таблица 6.2. Наличие объектов производственной инфраструктуры на ТТП

Район	Количество кустов, шт.	Количество ДНС и ЦПС, шт.	Протяжённость трубопроводов, км	Протяжённость коридоров коммуникаций, км	Протяжённость автодорог, км
Нефтеюганский	331	13	542,613	775,217	682,22
Нижневартовский	182	9	321,429	378,661	553,934
Октябрьский	45	2	123,659	98,021	270,332
Сургутский	2279	66	3214,322	3683,422	2806,824
Ханты-Мансийский	142	3	174,883	327,562	517,163
Белоярский	4		56,67	22,438	643,716
Кондинский			10,643	2,426	46,733
Березовский			58,445		235,228
Советский			-		1,067
Всего на ТТП	2983	93	4502,664	5287,747	5757,217

Наибольший вред природным комплексам наносится при отказах оборудования. Ежегодно на нефтяных месторождениях ХМАО – Югры происходят тысячи аварий на трубопроводах. Часть из них попадает на ТТП.

В 2020 году на территории родовых угодий произошло 78 аварий на трубопроводах, в том числе 16 аварий на водоводах, 50 аварий на нефтепроводах и 12 аварий на газопроводах (рис. 6.4). В окружающую среду попало 47,2 тонны высокоминерализованных вод, 8,4 тонны нефтепродуктов, загрязнено 8,2 га земель. Всего негативному воздействию аварий подверглось 14 ТТП.

Кроме самих объектов инфраструктуры негативное влияние оказывают и последствия, вызываемые добычей углеводородного сырья. В первую очередь это нефтеразливы.

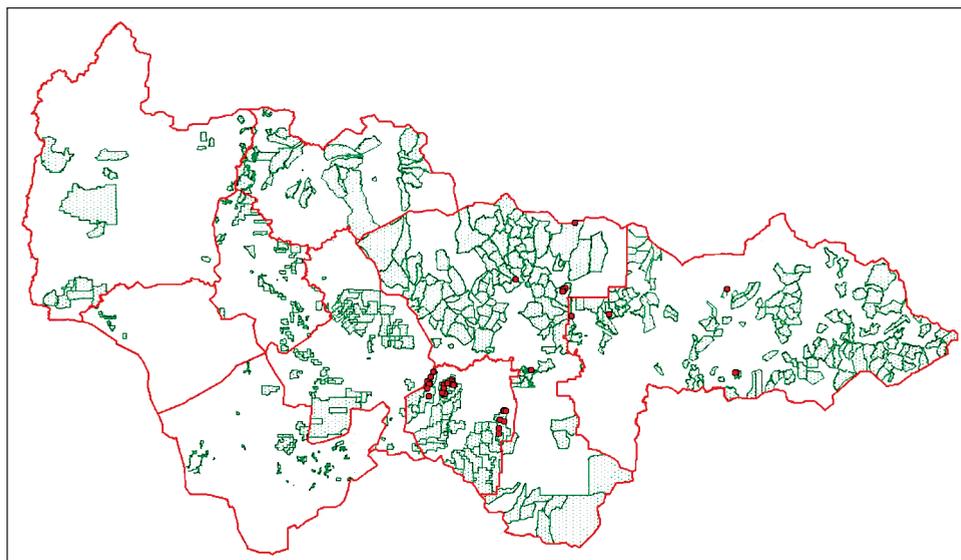


Рис. 6.4. Аварии на трубопроводах, произошедшие в 2020 году на ТТП

На конец 2020 года общая площадь нефтезагрязненных земель в границах ТТП (по отчётам недропользователей в рамках Постановления 5-п) составила 58 га или 2,5 % от общей площади нефтезагрязненных земель в округе. По данным дешифрирования космоснимков (ДЗЗ) эта площадь гораздо больше – 464 га или 10 %. Загрязнения расположены на 37 ТТП. Наибольшая доля приходится на Нефтеюганский район и составляет более 88 % от общей площади нефтезагрязнений в пределах ТТП.

Ежегодно нефтяные компании проводят рекультивацию своих нефтезагрязненных земель, в том числе и земель, расположенных на ТТП.

Восстановление загрязнённых земель в пределах ТТП в отчётном году проведено на площади 25 га, что почти в 2 раза больше, чем за 2019 год (рис. 6.5).

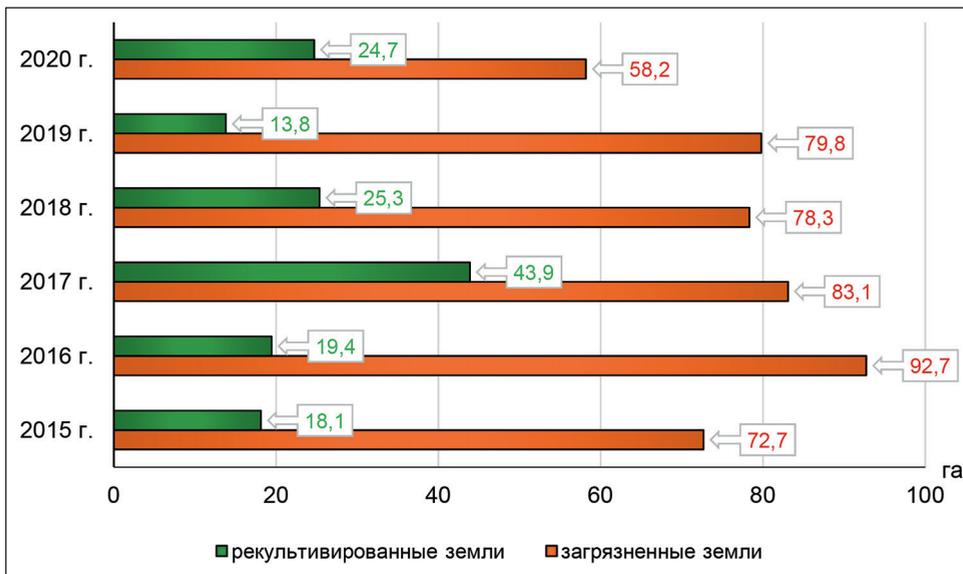


Рис. 6.5. Динамика образования и рекультивации загрязнённых земель в пределах ТТП

6.2. Анализ отчётов недропользователей об аварийности на трубопроводах, загрязнённых и рекультивированных землях, природоохранных и природовосстановительных мероприятиях

По информации, полученной в рамках Постановления Правительства ХМАО – Югры от 14.01.2011 № 5-п «О Требованиях к разработке планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов, газового конденсата, подтоварной воды на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры», подготовлены обобщённые сведения об аварийности на трубопроводах, о деятельности нефтяных компаний по экологической реабилитации территорий нефтегазодобычи (рекультивация, баланс нефтезагрязнённых земель), а также об инвестициях в природоохранные мероприятия.

Обобщённая итоговая информация по деятельности нефтяных компаний за 2020 год:

Количество нефтяных компаний, предоставивших отчёты, шт. –	48
Количество лицензионных участков с отчётами, шт. –	394
Количество участков, на которых допущены аварии, шт. –	70
Количество аварий на трубопроводах, шт. –	1 366
В том числе:	
на водоводах –	406
на нефтепроводах –	913

на газопроводах –	47
Аварии по причине коррозии –	92,97 %
В окружающую среду попало загрязнителей, тонн –	1 702,65
в том числе попало в водоёмы, тонн –	0,13
Площадь загрязнённых участков в результате аварий, га –	123,706
Количество рекультивированных земель, шт. –	3 173
Площадь рекультивированных земель, га –	497,739
Количество загрязнённых земель на 01.01.2021 г. на ЛУ, шт. –	11 891
Площадь загрязнённых земель на 01.01.2021 г. на ЛУ, га –	2 366,757
Ущерб окружающей среде, тыс. руб. –	106 136,5728
Объём финансирования природоохранных программ недропользователей, млн руб.	60 758,085

Анализ аварийности трубопроводов на территории ХМАО – Югры

На 01.01.2021 г. в автономном округе недропользование осуществлялось на 455 участках недр с долгосрочными лицензиями на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья. Согласно отчётам, аварии зарегистрированы на 70 участках недр, разрабатываемых 19 компаниями-недропользователями.

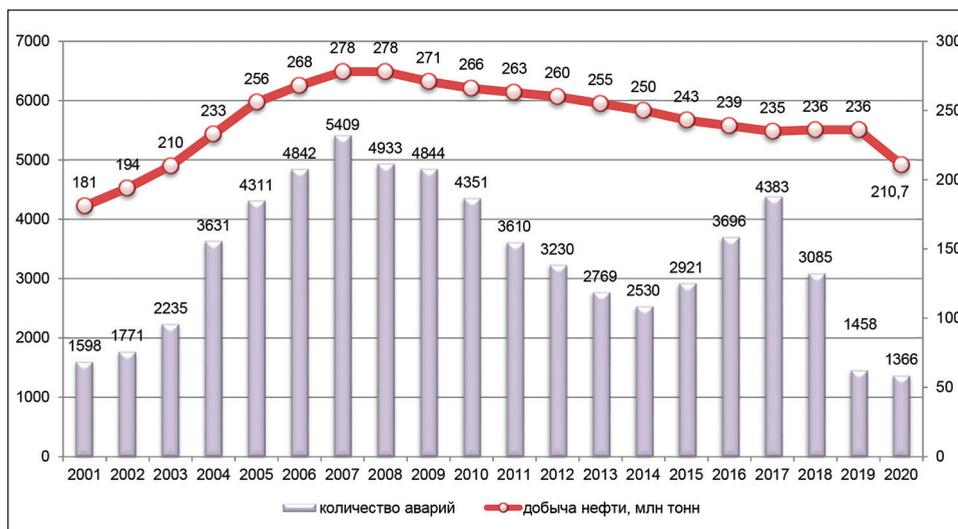


Рис. 6.6. Динамика аварийности и добычи нефти

По отчётам недропользователей в 2020 году в автономном округе произошло 1 366 аварий, что почти на 6 % меньше, чем в прошлом году (рис. 6.6).

В 2020 году число аварий на нефтепроводах (913 или 66,8 %) превысило число аварий на водоводах (406 или 29,7 %). На газопроводах произошло 47 аварий, что составляет 3,4 % от общего числа (рис. 6.7).



Рис. 6.7. Динамика аварийности на трубопроводах

В окружающую среду попало 1 135,125 тонн пластовых вод, ими загрязнено 36,38 га земель. Нефтепродуктами загрязнено 85,18 га земель, их разлилось 567,52 тонны (рис. 6.8). В результате аварий на газопроводах произошёл выброс 1 937,963 м³ газовой смеси.

В среднем при одной аварии разливается 1,25 тонн загрязняющих веществ, нарушая 0,09 га земель.



Рис. 6.8. Масса загрязняющих веществ и площадь земель, загрязнённых в результате аварий

В административном отношении наиболее высокой аварийностью характеризуются Нефтеюганский, Нижневартовский, Сургутский, Октябрьский районы (табл. 6.3).

Таблица 6.3. Распределение аварий по административным районам ХМАО – Югры

Административный район	Количество аварий	Масса загрязняющих веществ, тонн	Загрязнённая площадь, га	Ущерб, тыс. руб.
Нефтеюганский	568	998,9178	54,0741	1,3
Нижневартовский	623	247,516	52,13508	9 2481,478
Октябрьский	50	380,448	4,9356	0
Советский	5	0,44	0,0679	1402,03
Сургутский	78	22,997	7,1645	12 250,7048
Ханты-Мансийский	42	52,33	5,3293	1,06
Общий итог	1 366	1 702,6488	123,70648	106 136,5728

Учитывая, что в автономном округе в 2020 году было 98641,88 км трубопроводов, получается, что в среднем 1 авария происходит через 72,2 км труб. Добыча нефти на 1 аварию в среднем по округу составляет 154,25 тыс. тонн.

Срок эксплуатации. С увеличением срока эксплуатации месторождения растёт и количество аварий (табл. 6.4). В 2020 году более 94,7 % аварий произошло на участках, срок эксплуатации которых более 30 лет, в том числе 62 % – на участках «старше» 40 лет.

Таблица 6.4. Срок эксплуатации участков недр, на которых допущены аварии в 2020 году

Срок эксплуатации участка	Участков с авариями	Количество аварий
до 10 лет	3	8
10-19 лет	1	1
20-29 лет	9	63
30-39 лет	37	444
40 и более лет	20	850
Всего	70	1366

Причины аварий. В 1297 случаях причинами аварий стала коррозия – 92,97 %, в том числе внутренняя – 1082 случая. В 45 случаях (3,3 %) указывается строительный брак, разгерметизация (негерметичность соединений) стала причиной 18 аварий, механические повреждения – 2 аварии. В 1 случае причиной аварии стала несанкционированная врезка, 1 причина охарактеризована как «историческое наследие», в 1 случае причиной разлива нефтепродуктов стало нарушение целостности обвалования шламонакопителя.

В 2020 году произошло несколько десятков опасных аварий. 55 аварий сопровождалось разливом более 5 тонн загрязнителя каждый, 53 аварии сопровождалось разливами высокоминерализованных вод, 2 – разливами нефтепродуктов. Крупные аварии произошли на участках недр Ем-Еговский+Пальяновский, Ермаковский, Ефремовский, Малобалыкский, Мамонтовский, Петелинский,

Правдинский, Приобский, Приразломный, Самотлорский, Солкинский, Усть-Балыкский, Южно-Сургутский.

Наибольшее количество аварий допущено на участках ПАО «НК «Роснефть» – 1294. На участках АО «Томскнефть» ВНК зарегистрировано 39 аварий, ПАО «ЛУКОЙЛ» – 21, ПАО «Сургутнефтегаз» – 3 аварии (табл. 6.5).

Таблица 6.5. Динамика аварийности нефтяных компаний (2011-2019 гг.)

Нефтяная компания	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ПАО «НК «Роснефть» (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)	2130**	2000	1798	1823	2797	3593	4298	2990	1383	1294
ПАО «НК «Роснефть» (кроме ООО «РН-Юганскнефтегаз»)*	793	763	728*	550						
АО «Томскнефть» ВНК	589**	377	107	66	57	42	41	43	35	39
ПАО «ЛУКОЙЛ»	44	24	53	67	17	28	32	32	26	21
ПАО «НГК «Славнефть»	20	21	19	13	8	3	2	1	2	0
ПАО «Сургутнефтегаз»	18	9	11	4	9	7	5	2	1	3
ПАО «Газпром нефть»	11	15	31	1	0	1	0	0	0	3
Независимые компании	4	11	6	2	2	1	1	11	4	5
ПАО НК «РуссНефть»	1	10	3	4	5	3	3	3	4	1

* до 2013 года – ОАО «ТНК-ВР»

** в 2011 году ОАО «Томскнефть» ВНК была в составе ОАО НК «Роснефть»

Постановлением №5-п предусмотрен расчёт удельного показателя ЗНТ (удельные затраты на повышение надёжности трубопроводов), это сумма ежегодных затрат на реконструкцию, капитальный ремонт, антикоррозийную защиту трубопроводов на 1000 км трубопроводов, находящихся в эксплуатации. В автономном округе этот показатель варьирует от 25,13 млн руб./1 000 км трубопроводов (ООО «Тарховское») до 1 180,44 млн руб./1 000 км трубопроводов (Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.») (рис. 6.9). В среднем по ХМАО – Югре этот показатель составляет 291,49 млн руб./1 000 км, что примерно соответствует уровню 2019 г. – 297,48 млн руб./1 000 км трубопроводов (рис. 6.6).

Другой удельный показатель – ЧВА (относительная частота возникновения аварий и инцидентов) характеризует число аварий и инцидентов на 1000 км трубопроводов в год.

При этом отрицательной зависимости между аварийностью и затратами на реконструкцию, капитальный ремонт, антикоррозийную защиту трубопроводов не выявлено. Ряд компаний обеспечивает низкую аварийность (ЧВА ≤ 1) при относительно невысоких затратах (до 300 млн руб. на 1 000 км трубопроводов). Это ПАО «Газпром нефть», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «НГК «Славнефть» (нет аварий в 2020 г). ПАО «ЛУКОЙЛ» требуется больше средств:

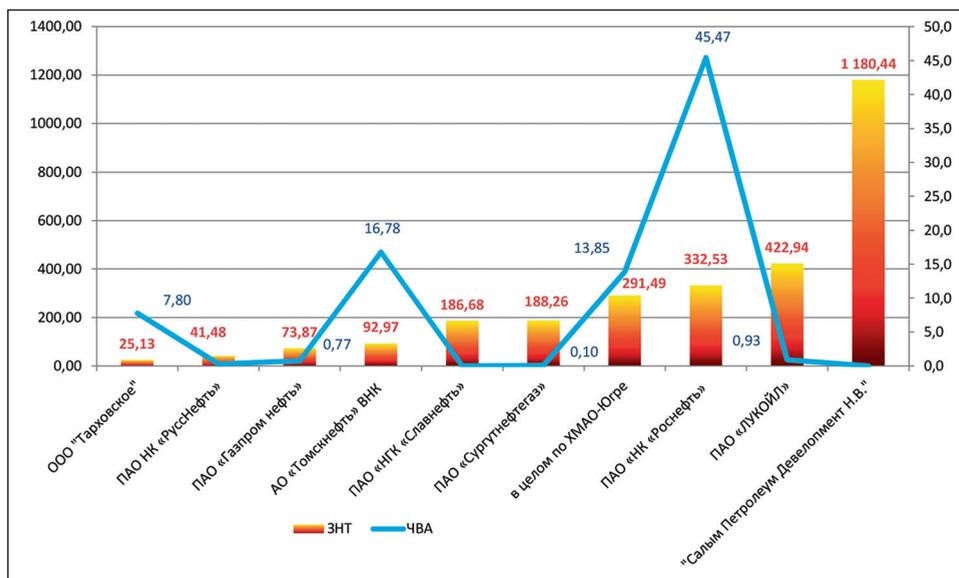


Рис. 6.9. Соотношение удельных показателей ЧВА (относительная частота возникновения аварий и инцидентов) и ЗНТ (удельные затраты на повышение надёжности трубопроводов)

ЗНТ = 422,94. Повышенная удельная аварийность в сочетании с низкими удельными затратами у АО «Томскнефть» ВНК и ООО «Тарховское». ПАО «НК «Роснефть», несмотря на высокий удельный показатель затрат (ЗНТ), по-прежнему «лидер» аварийности: ЧВА в десятки и сотни раз превышает аналогичный показатель у других компаний. При этом необходимо отметить, что аварийность на участках компании ежегодно снижается.

Это повлияло и на показатель ЧВА в целом по ХМАО – Югре. Если в 2018 году он составлял 32,01, то в 2019 г. улучшился до 14,78, а в 2020 г. составил 13,85 аварий на 1 000 км трубопроводов.

Сведения о рекультивированных землях

За 2020 год рекультивация была проведена на 77 ЛУ. Недропользователями было рекультивировано 3173 участка земли общей площадью 497,7 га, что в 1,6 раза меньше, чем в 2019 г. (рис. 6.10).

С 2013 по 2017 гг. в округе отмечалось увеличение темпов рекультивации в 2,2 раза, затем динамика носит волнообразный характер то в сторону увеличения, то уменьшения в среднем в 1,4 раза. В округе есть лицензионные участки (Майский, Петелинский, Малобалыкский, Южно-Балыкский, Советский, Северо-Салымский и др.), где объемы проводимых рекультивационных работ слишком малы и для того, чтобы полностью избавиться от загрязненных земель компаниям, потребуются десятилетия.

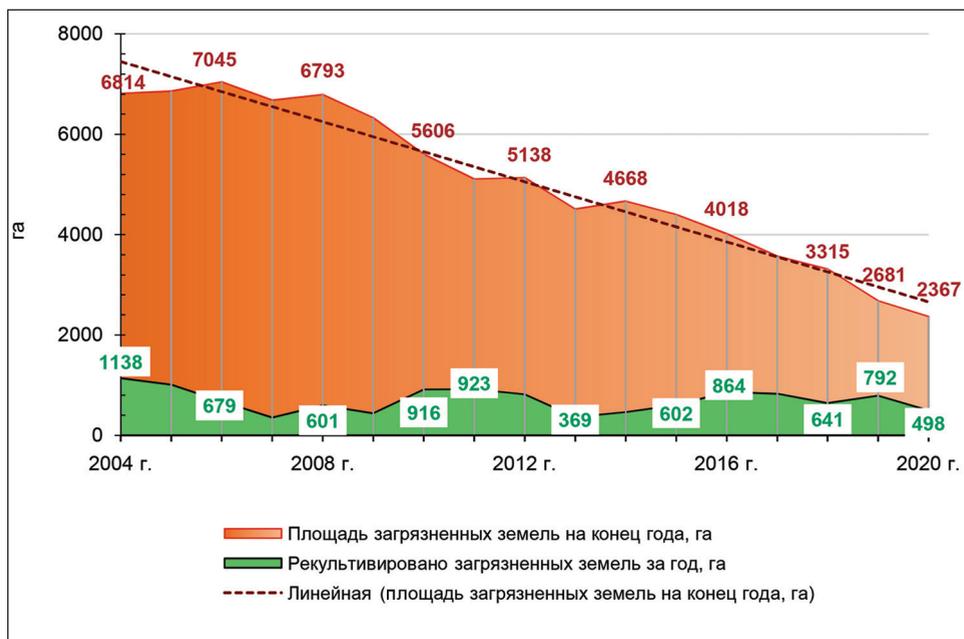


Рис. 6.10. Динамика образования и рекультивации земель, загрязнённых нефтью, нефтепродуктами, газовым конденсатом и подтоварной водой

Чуть более половины земель, которые были рекультивированы, были загрязнены нефтепродуктами — 56 %, выросла доля рекультивированных земель, загрязненных подтоварной водой до 44 %.

Средняя стоимость рекультивации 1 га нефтезагрязненной земли по сравнению с прошлым годом немного уменьшилась и составила 6 млн руб. Выше этот показатель у следующих нефтяных компаний: АО «Нижневартовское НП», ПАО «Варьеганнефть», ООО «Северо-Варьеганское».

У ряда компаний выявлено несоответствие заявленной площади рекультивации по данным отчетности недропользователя в таблице № 2 Постановления 5-п и по фактическому выполнению программ природоохранных и природовосстановительных мероприятий Разделу 4 «Затраты на рекультивацию». В отчетном году это отмечено у недропользователей АО «РН-Няганнефтегаз» (в 2 раза), АО «Томскнефть» ВНК и АО «Самотлорнефтегаз» (в 3 раза), ТПП «Лангепаснефтегаз» (в 9 раз).

При средних темпах рекультивации за последние пять лет и при отсутствии новых разливов нефти около 7 лет потребуется ООО «Тарховское» на восстановление своих нефтезагрязненных земель. Рекомендуем увеличить финансирование Раздела 4 «Затраты на рекультивацию природоохранных программ недропользователей», в частности ПАО НК «РуссНефть» на Варьеганском ЛУ, ООО «Тарховское» на Ершовом ЛУ.

Большинство нефтяных компаний в той или иной степени снизили темпы рекультивации.

По сравнению с прошлым годом, увеличение площади рекультивированных земель отмечено у компаний: ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» – в 8 раз, ООО «Северо-Варьеганское» – в 3,9 раза, ПАО «Варьеганнефтегаз» – в 3 раза, ТПП «Урайнефтегаз» – в 2 раза, ООО «Тарховское» – в 1,8 раза.

Анализ сведений о загрязнённых землях на лицензионных участках

Всего по данным отчетности недропользователей в 2020 году выявлен 11 891 загрязненный участок земли, что на 16 % меньше, чем в 2019 году. Согласно «Реестру загрязненных нефтью, нефтепродуктами, подтоварной водой территорий и водных объектов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры по административным районам» Природнадзора Югры, площадь загрязненных земель в округе составляет 2 367 га, что на 12 % меньше, чем в 2019 году.

В округе отмечается устойчивая тенденция к сокращению площади нефтезагрязненных земель, за последние десять лет она сократилась на 58 %. Среди крупных нефтяных компаний, таких как ПАО «НК «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», по сравнению с 2019 годом, отмечается снижение площади загрязненных земель на 10 %, у ПАО «НГК «Славнефть» на 18 %.

На некоторых лицензионных участках: Правдинском, Майском, Новомолодежном ЛУ компании ПАО «НК «Роснефть», несмотря на проводимую компанией рекультивацию, происходит накопление нефтезагрязненных земель.

По-прежнему наибольшую загрязненную площадь имеет компания ПАО «НК «Роснефть», 94 % от общей площади нефтезагрязненных земель в округе. Из них на недропользователя ООО «РН-Юганскнефтегаз» приходится 68 %.

Приоритетным загрязняющим веществом является водонефтяная эмульсия (78 %), ею загрязнено 2002 га земли. Площадь земель, загрязненных подтоварной водой, по сравнению с прошлым годом немного уменьшилась и составила около 400 га. За последние три года увеличивается доля земель, загрязнённых газовой смесью.

Анализ природоохранных и природовосстановительных программ в 2020 году

Общий объем финансирования природоохранных программ недропользователей в 2020 году понизился на 9 % по сравнению с предыдущим годом и составил 60758,085 млн руб.

Недропользователями было запланировано израсходовать на природоохранные и природовосстановительные мероприятия в 2020 г. 71037,547 млн руб., фактические затраты составили 86 % программного финансирования.

Среднее отклонение фактического финансирования от планового показателя за последние семь лет составляет 12 %.

Около 89 % объёма финансирования приходится на природоохранные и природовосстановительные мероприятия крупных вертикально интегрированных компаний: ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «ЛУКОЙЛ», на лицензионных участках которых за отчётный год было добыто 82 % нефти округа.

Уже много лет недропользователями сохраняется приоритетное финансирование раздела 5 «Обеспечение безопасности и надёжности трубопроводных систем», которое составляет 28750,494 млн руб. или 47 % общерегиональных природоохранных затрат.

По сравнению с прошлым годом понизилось финансирование четырех разделов: раздела 1 «Охрана и рациональное использование водных объектов», раздела 2 «Охрана и рациональное использование атмосферного воздуха», раздела 4 «Затраты по рекультивации земель» и раздела 5 «Обеспечение безопасности и надёжности трубопроводных систем».

Достаточность природоохранного финансирования вертикально-интегрированными компаниями определена по удельным затратам на их реализацию, предусмотренным постановлением Правительства ХМАО – Югры от 14.01.2011 г. № 5-п.

Достаточно финансируемыми признаны вертикально интегрированные компании, удельные затраты на реализацию природоохранных и природовосстановительных мероприятий которых выше среднерегионального значения (288 тыс. рублей на 1 тыс. тонн добытой нефти и газового конденсата): ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «ЛУКОЙЛ» и ПАО «НГК «Славнефть».

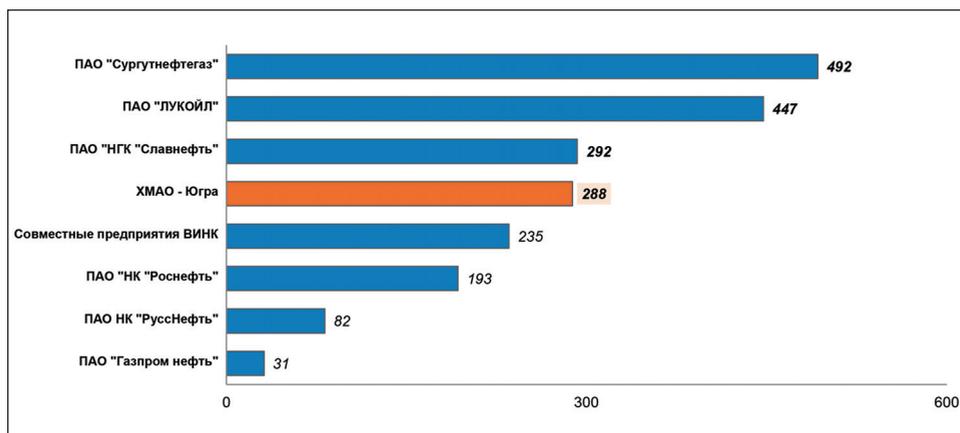


Рис. 6.11. Удельные затраты на реализацию природоохранных и природовосстановительных мероприятий нефтяных компаний (Зуд) в 2020 г., тыс. рублей на 1 тыс. тонн добытой нефти с газовым конденсатом

В 2020 году наблюдаются одни из самых высоких удельных показателей на реализацию природоохранных и природовосстановительных мероприятий с 2011 года (288 тыс. руб. на 1 тыс. добытой нефти), рис. 6.11.

Эффективность природоохранных и природовосстановительных мероприятий ПАО «Сургутнефтегаз» обосновывается лучшими удельными показателями аварийности в ХМАО – Югре.

Результативность природоохранных затрат ПАО «НГК «Славнефть» подтверждается единичными авариями на протяжении предыдущих нескольких лет и преодолением проблемы аварийности в 2020 году, эффективность затрат на охрану окружающей природной среды ПАО «ЛУКОЙЛ» подтверждается последовательным снижением аварийности, достаточным финансированием обеспечения безопасности и надежности трубопроводных систем.

Наилучшие показатели удельных затрат на повышение надёжности трубопроводов (ЗНТ) наблюдаются у следующих нефтяных компаний: Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» преимущественно вследствие профилактических текущих затрат, ООО «РИТЭК», ПАО «НГК «Славнефть» и АО «Самотлорнефтегаз» – за счёт существенных капитальных вложений в строительство и реконструкцию трубопроводов с антикоррозионным покрытием.

На основании таблицы 9 Приложения № 3 Постановления Правительства ХМАО – Югры от 14.01.2011 № 5-п (ред. от 02.06.2017 г.) «О Требованиях к разработке планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов, газового конденсата, подтоварной воды на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры» необходимо указать причину в случае отклонения от запланированных объемов более чем на 30 %. В 2020 году 15 предприятий уменьшили затраты более чем на 30 %: ООО «РН-Юганскнефтегаз», АО «НК «Конданефть», ООО «Северо-Варьеганское», ООО «Соровскнефть», АО «Корпорация Югранефть», ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», ООО «Славнефть-Нижневартовск», ПАО «НГК «Славнефть», АО «НК «Нефтиса», ООО «Тарховское», АО «ИНГА», АО «Транс-ойл», АО «Негуснефть» и ООО «Западно-Новомолодежное», АО «Евротэк-Югра». Отклонение от запланированных сумм происходило в связи с корректировкой производственных программ и переносом сроков выполнения работ, длительного проведения закупочных процедур, снижения стоимости работ по результатам закупок, не состоявшихся закупочных процедур, вследствие изменения количества образования нефтесодержащих отходов.

6.3. Мониторинг деятельности нефтегазовых компаний с помощью данных дистанционного зондирования Земли на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

Мониторинг участков земли, загрязнённых нефтью и нефтепродуктами с помощью данных дистанционного зондирования Земли

Ежегодный анализ негативного воздействия нефтегазодобывающего комплекса на окружающую среду осуществляется на территории ХМАО – Югры с помощью космических данных. Космические снимки позволяют выявлять нефтяные разливы и результаты их рекультивации, фиксировать пространственно-временные изменения нефтезагрязнённых объектов, выполнять актуальное картирование и обозначать эталонные признаки новых нарушений.

В 2020 году основу дешифрирования нарушенных нефтепродуктами участков составили мультиспектральные снимки спутника Landsat-8 (30 м). Как вспомогательные применялись панхроматические данные Landsat-8 (15 м). Для детализации продолжено применение алгоритма увеличения пространственного разрешения Pan-sharpening. С целью приведения 30-метровых мультizonальных изображений к 15-метровым, применяя автоматические технологии, в ПК ENVI обработано 48 снимков спутника Landsat-8. Хранение, анализ, визуализация информации, картографирование объектов, формирование тематических карт осуществлялись в ПК MapInfo Pro 2019. Нефтезагрязнённые участки (НЗУ) и рекультивированные земли выделены в виде геометрических полигонов с географическими координатами центральной точки.

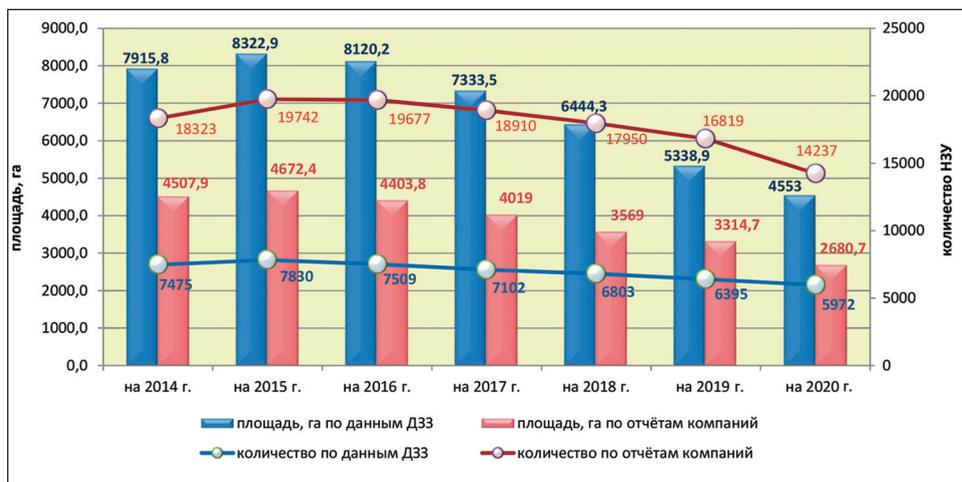


Рис. 6.12. Сравнительный анализ динамики общего количества и площади участков, загрязнённых нефтепродуктами за период 2013-2020 гг.

За период 2015–2020 гг. по статистическим данным количество НЗУ сократилось на 28 %, а их общая площадь на 43 %, в течение последнего отчётного года – на 15 и на 19 % соответственно (рис. 6.12).

По данным космического мониторинга за этот же период количество нефтезагрязнённых участков уменьшилось на 24 %, а их общая площадь – на 45 %. За последний год дешифрованная общая площадь НЗУ сократилась на 15 %, а их количество на 7 %. То есть, проведённая специалистами АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпилемана» инвентаризация и контроль подтверждают общую тенденцию к устойчивому снижению нефтяной загрязнённости на территории ХМАО – Югры. На 31.12.2020 года с применением данных ДЗЗ в пределах ХМАО – Югры зафиксировано 5972 нефтезагрязнённых полигона общей площадью 4553 га (рис. 6.12).

Снижение накопленных нефтезагрязнённых площадей происходит за счёт работ по их рекультивации. С 2013–2017 гг. в автономном округе отмечалось увеличение темпов рекультивации в 2,2 раза. По данным отчётности на 2020 год восстановительные работы проведены в пределах 78 лицензионных участков. Недропользователями рекультивированы 3506 участков общей площадью 792 га, что в 1,2 раза больше, чем в предыдущий отчётный период.

По космическим снимкам за последние два года сняты с учёта 2077 НЗУ. Из них на 31.12.2020 г. 1069 объектов общей площадью 689 га в пределах 77 участков недр отнесены в разряд рекультивированных земель. Площадь рекультивации по данным ДЗЗ увеличилась в течение года на 10 %.

Работы по восстановлению почвогрунтов проводились в течение отчётного года во всех ВИНК как по данным космического мониторинга, так и по отчётам недропользователей. Ежегодно наиболее высокие показатели рекультивации имеет ПАО «НК «Роснефть» – в 2020 году по ДДЗ выделено 975 рекультивированных участков площадью 657 га – это 95 % от общей площади рекультивации автономного округа.

Продолжена классификация нарушенных участков земли по площади растекания нефтяных масс. В основном, как и в прошлом отчётном периоде, дешифрованы «мелкие» загрязнения не более 1 га – 4826 полигонов, суммарной площадью 1666 га. Их доля составила 37 % от площади всех загрязнений. Количественная доля «средних» нарушений площадью от 1 до 10 га уменьшилась за последние четыре года с 26 до 19 % и составила 1128 полигонов общей площадью 2603 га. Из них более 60 % имеют площади НЗУ от 1 до 2 га.

Количество «крупных» разливов нефти площадью более 10 га также снижается. Это происходит за счёт уменьшения площади нефтяных пятен в результате природной абсорбции и рекультивации. За период 2018–2019 гг. количество дешифрованных «крупных» разливов нефти снизилось с 38 до 27. На 31.12.2020 г. зафиксировано 18 таких полигонов. Их общая площадь снизилась за три года почти на 58 % и составила 284 га. В основном они расположены в

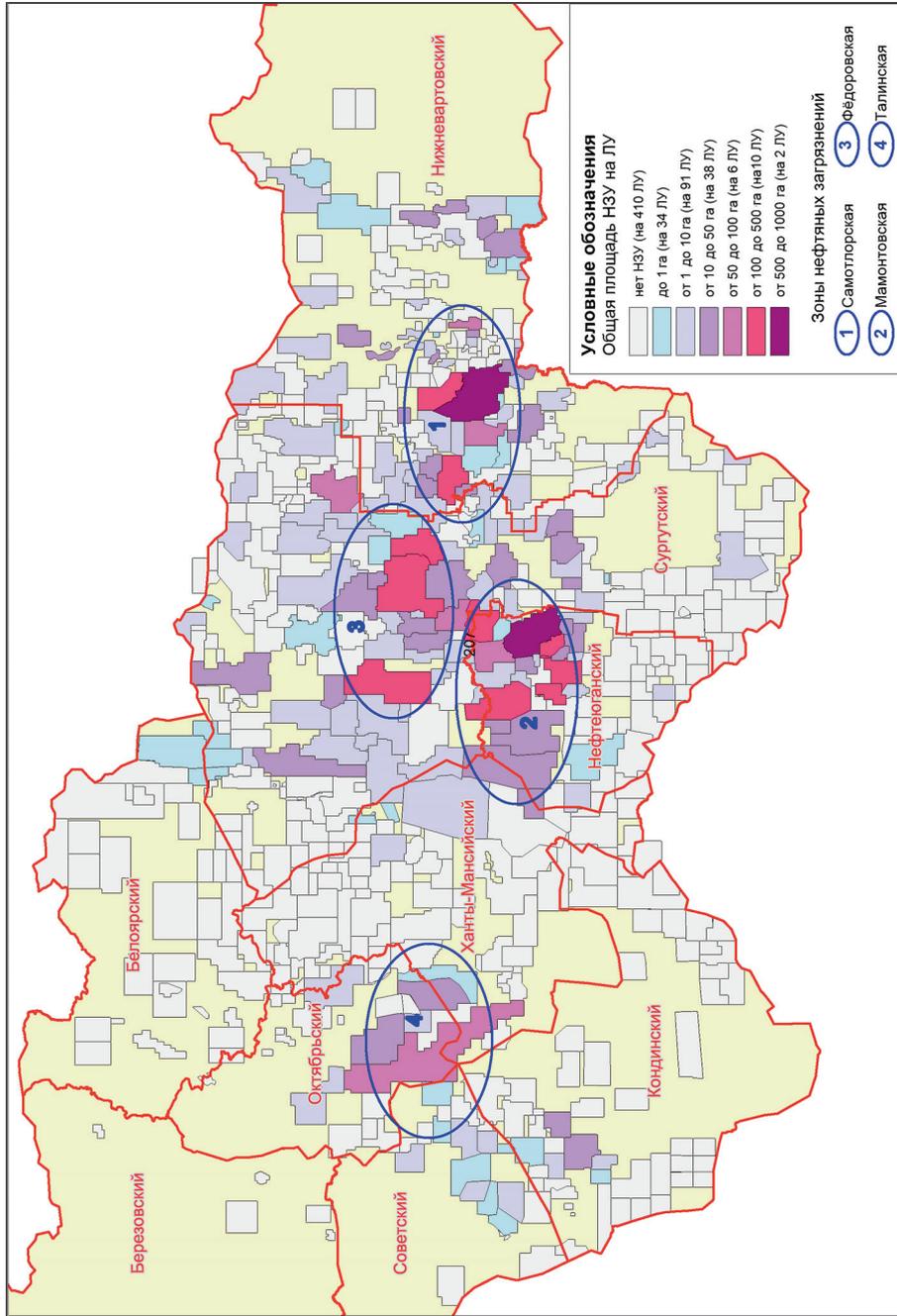


Рис. 6.13. Зоны нефтяных загрязнений на территории ХМАО – Югры по данным ДЗЗ

пределах лицензирования ПАО «НК «Роснефть». Наиболее выделяются по масштабам растекания загрязняющих веществ полигоны на Северо-Салымском (12 га), Самотлорском (10, 11, 12, 14 и 16 га), Петелинском (18 и 19 га), Мамонтовском (30 га) и Ефремовском (36 га) лицензионных участках.

На территории Нижневартовского, Нефтеюганского и Сургутского районов продолжают функционировать основные нефтедобывающие производства с тремя крупными зонами нефтяных загрязнений (рис. 6.13).

Центры зон сосредоточены в пределах Самотлорско-Вахской-Урьевской (Нижневартовский район); Мамонтовско-Балыкско-Петелинской (Нефтеюганский район) и Лянторско-Фёдоровской (Сургутский район) группы участков. Значительно меньше, но всё же выделяется зона нефтяного загрязнения группы лицензионных участков Талинский – Ем-Еговский+Пальяновский в пределах Октябрьского и Ханты-Мансийского районов. В Кондинском районе основная доля НЗУ расположена на территории Мортымья-Тетеревского и Толумского участков недр.

В разрезе ВИНК распределение количества и площадей нефтезагрязнений неравномерное. Наибольшие показатели за последние пять лет имеет ПАО «НК «Роснефть» (табл. 6.6). На 01.12.2020 г. 67 % от всей площади НЗУ автономного округа и 76 % от их общего количества приходится на долю данной компании. При этом ежегодно прослеживается сокращение нарушений. Так, на территории лицензирования ПАО «НК «Роснефть» за период 2016-2020 гг. общий площадной уровень снизился на 39 %, а количество НЗУ на 16 %. В основном такая динамика возникает за счёт перевода НЗУ в разряд рекультивированных земель и корректировки контуров разливов по ежегодно обновляемым данным ДЗЗ.

Относительно высокие показатели загрязнений зафиксированы у ПАО «Сургутнефтегаз» и ПАО «ЛУКОЙЛ», хотя здесь так же ежегодно идёт снижение как площадей нефтяных загрязнений, так и их количества. За отчётный год площадная характеристика заметно уменьшилась у ПАО «НГК «Славнефть» – на 27 %. На 19 % сократился уровень в Совместном предприятии ВИНК и ПАО НК «Русс-Нефть». Незначительно, всего на 8 % уменьшилась площадь НЗУ в пределах лицензирования ПАО «Газпром нефть». Доля от площади загрязнений самостоятельных нефтяных компаний составила 2%, при этом показатели нарушений за пятилетний период сократились почти в два раза (табл. 6.6).

ПАО «НК «Роснефть» имеет максимальную общую площадь нефтезагрязнений и наибольшее количество нарушенных полигонов (табл. 6.6) в пределах 53 ЛУ. Наиболее загрязнены два участка лицензирования – Самотлорский и Мамонтовский. Суммарная доля площади дешифрованных нефтезагрязнённых полигонов на этих участках недр составила 48 %, в прошлом году – 50 %. Относительно высокая доля и Южно-Балыкского месторождения – 7 %.

Таблица 6.6. Динамика нефтяных загрязнений на территории деятельности нефтяных компаний по данным ДЗЗ за 2016-2020 гг.

Вертикально интегрированная нефтяная компания	на 2016 год		на 2017 год		на 2018 год		на 2019 год		на 2020 год	
	Количество полигонов	Площадь, га								
ПАО «НК «Роснефть»	5385	4974,4	5199	4635,0	5026	4233,5	4812	3561,7	4530	3042,1
ПАО «Сургутнефтегаз»	732	1164,5	682	1064,6	641	915,7	584	790,3	562	720,2
ПАО «ЛУКОЙЛ»	660	1006,5	555	789,9	501	611,7	445	461,2	414	375,8
ПАО «НГК «Славнефть»	210	279,0	176	249,6	177	235,6	163	187,4	147	135,6
Совместные предприятия ВИНК	225	244,8	197	193,7	167	131,3	152	95,5	112	77,8
Независимые компании	136	188,7	130	152,2	126	127,9	116	120,5	94	98,3
ПАО НК «РуссНефть»	95	189,2	91	167,1	94	125,1	79	94,9	71	76,7
ПАО «Газпром нефть»	31	38,4	30	34,5	30	24,9	26	12,6	24	11,6
вне РФН	21	28,5	28	38,7	27	30,7	18	14,9	18	14,9
ООО «Башнефть-добыча» (с 01.01.2018 г. в составе ПАО «НК»Роснефть»)	14	6,3	14	8,3	14	8,0	-	-	0	0
ПАО «НОВАТЭК» (с 14.11.2017 г.)	-	-	-	-	0	0,0	0	0,0	0	0,0
ВСЕГО	7509	8120,3	7102	7333,5	6803	6444,3	6395	5338,9	5972	4553,0

Практически не изменились в течение года площадные доли загрязнений и остались на уровне 3-4 % на Правдинском, Талинском, Южно-Сургутском участках недр и на Северной части Самотлорского месторождения. Удельные доли Ефремовского и Усть-Балыкского участков чуть повысились за год с 1,4-1,5 до 2 %. На Мало-Балыкском и Петелинском ЛУ наблюдается также незначительный рост доли загрязнений с 4 до 5 %. Необходимо отметить резкое уменьшение, в 3,4 раза, площади нефтезагрязнений на Ермаковском ЛУ за счёт значительных объёмов рекультивации (рис. 6.14). На остальные 42 лицензионных участка компании приходится 17 % нарушенных площадей по данным ДЗЗ.

По космическим снимкам подтверждены 1590 полигонов (1206 га) с различными признаками восстановления почвогрунтов. Переведены в разряд рекультивированных земель и сняты с учёта на 01.12.2020 г. 975 объектов общей площадью 657 га в пределах 47 участков недр. Большая часть, 55 % восстановленных территорий, как и по отчётам организации дешифрованы на Самотлорском месторождении.

В целом относительно других ВИНК ПАО «НК «Роснефть» имеет высокий уровень соответствия космической информации с данными отчётных реестров. Совпадение по общей площади нефтяных загрязнений составило 83 %. По местонахождению нарушений

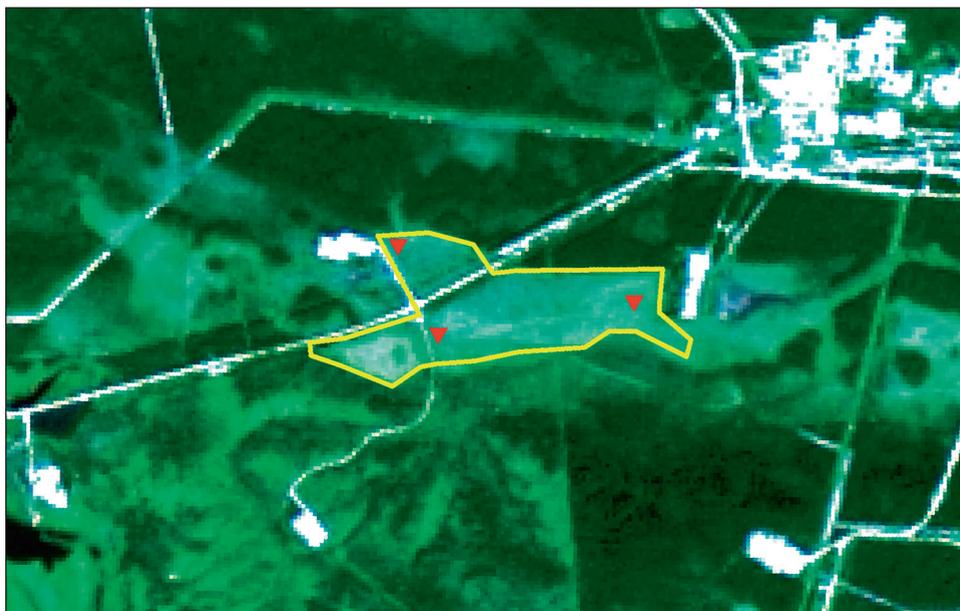


Рис. 6.14. Рекультивированный участок общей площадью 57 га на Ермаковском участке недр (Landsat 8, 2019 г., Pan-sharpening)

(картографическому принципу) соответствие возросло в 2017 году до 91 %, в 2018 году – до 95 % и на 01.01.2020 г. составило 96,3 %.

По количественному показателю ежегодно сведения компании превышают в 3-3,5 раза данные дистанционного зондирования, при этом за последние три года общее количество НЗУ по отчётам снизилось с 18281 до 13715. Такое превышение объективно обусловлено тем, что по отчётам ВИНК НЗУ – это точечные объекты, а по данным космического мониторинга – площадные. Таким образом, часто на один оцифрованный НЗУ попадает много точечных объектов (иногда до 20-30) с представленными координатами загрязнений от организаций (рис. 6.15).

ПАО «Сургутнефтегаз». По данным ДЗЗ загрязнённые нефтепродуктами земли были зафиксированы в пределах 40 ЛУ (табл. 6.6). Большая часть нарушений, как и в предыдущие годы, находится на территории интенсивно эксплуатируемых Лянторского (182 га), Фёдоровского (165 га), Родникового (103 га) и Западно-Сургутского (58 га) месторождений. Их общая доля составляет 70 % от всех загрязнённых нефтью площадей ПАО «Сургутнефтегаза». Незначительные доли по 3 % имеют Савуйский и Русскинской участки недр. На суммарную площадную долю остальных 34 ЛУ компании приходится 24 %.

Анализ отчётных материалов ПАО «Сургутнефтегаз» показывает их вероятную «закрытость» по сравнению с отчётностью других ВИНК. По данным космического мониторинга нефтяных загрязнений у компании значительно больше, чем числится в отчётных реестрах, но для абсолютного утверждения данного факта необходимы

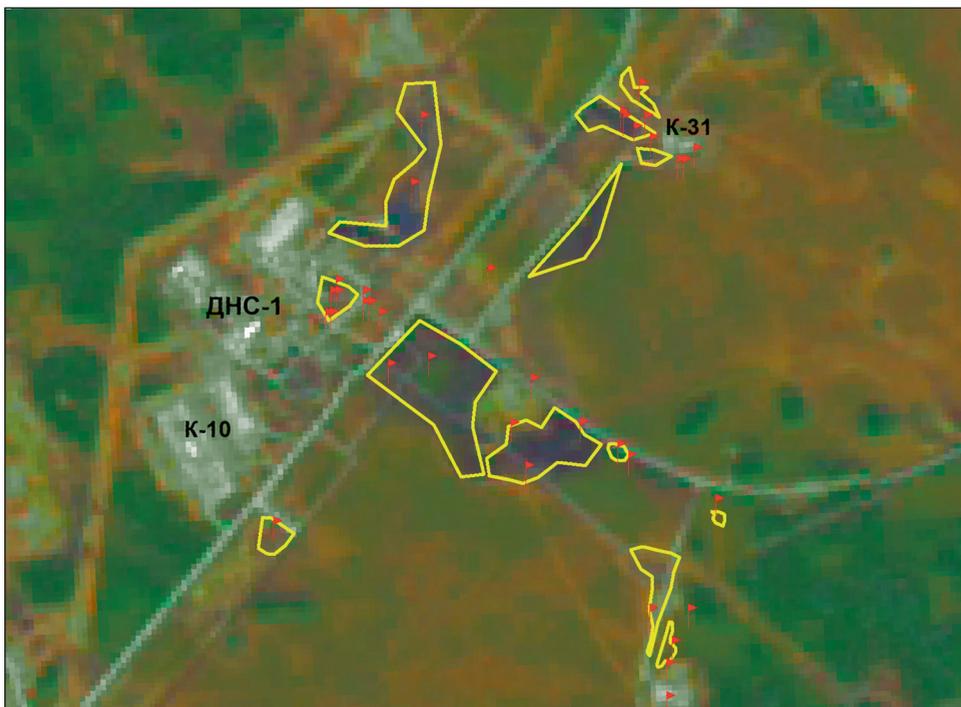


Рис. 6.15. Сопоставление количества полигональных объектов по снимку спутника Landsat 8 (Pan-sharpening) с точечными объектами из реестра НЗУ ПАО «НК «Роснефть» на Петелинском ЛУ

полевые работы с целью заверки. На 01.12.2020 г. остаются значительные расхождения как по площадным, так и по количественным характеристикам. Такая же ситуация была и в предыдущие годы. Всего около 2 % дешифрованных полигонов подтверждены были отчётными реестрами компании за 2015 год и совпали с ними по картографическому признаку. В 2016 году этот показатель возрос до 7 %, за 2017-2019 гг. снова снизился до 1 %, а в 2020 отчётном году составил 0,5 %.

Также продолжена работа по сопоставлению оперативных данных ДЗЗ с материалами реестров рекультивации и с признаками восстановительных работ. По оперативным космическим данным на территории лицензирования ПАО «Сургутнефтегаз» выделено 58 нефтезагрязнённых участков с признаками рекультивации общей площадью 87 га. Большинство из них по каким-то причинам в отчётах компании отсутствуют. Сняты с учёта и переведены в разряд рекультивированных по снимкам спутника Landsat-8 на 01.12.2020 г. два НЗУ на Восточно-Сургутском и Западно-Сургутском ЛУ, общей площадью рекультивации 1,1 га.

ПАО «ЛУКОЙЛ». Большая часть нарушений – 63 %, как и в предыдущие годы, дешифрованы на четырёх участках недр: Урьевском – 27 % (104 га – 76 полигонов), Ватьеганском – 15 % (56 га – 38 полигонов), Поточном – 13 % (50 га – 40 полигонов)

и Толумском – 8 % (29 га – 33 полигона). В течение последних пяти лет на всех этих участках наблюдалось снижение показателей загрязнённости. По 4-5 % приходится на доли Лас-Еганского и Мортымья-Тетеревского ЛУ. Ещё на семи участках недр площадные загрязнения составили в отчётном году 2-3 %. На суммарную площадную долю остальных 25 ЛУ компании приходится 12 %.

Сопоставление отчётной информации с данными ДЗЗ показывает, что по общей площади загрязнений совпадение составило всего 3 %. Разница по количеству полигонов на уровне 75 %. По местонахождению нарушенных объектов – из 414 НЗУ, выявленных по космическим снимкам, 127 (31 %) подтверждены материалами реестров аварийности и нефтезагрязнений. Однако эти сведения требуют доказательной базы в виде полевых работ по заверке.

Сведения о рекультивации земель поступили от компании по 20 объектам общей площадью 8,3 га. Восстановление земель осуществлялось на 12 ЛУ. В целом за отчётный год объёмы рекультивационных работ возросли в 2,6 раза. Преимущественно рекультивировались участки с датой загрязнения 2016-2018 гг. По данным дистанционного зондирования 14-15 % НЗУ имеют признаки рекультивации. Всего снято с учёта 19 нефтезагрязнений как полностью восстановленные общей площадью 8 га в пределах 13 лицензионных участков. В основном переведены в разряд рекультивированных земли на Даниловском, Мортымья-Тетеревском, Поточном и Урьевском месторождениях. Максимальная площадь восстановленного загрязнённого участка была зафиксирована как по данным ДЗЗ, так и по отчётам компании на Повховском ЛУ – 4,4 га.

ПАО «НГК «Славнефть». Ежегодно наибольшее количество нарушений фиксируется в пределах Ватинского ЛУ. В 2015-2019 гг. доля площади в общем объёме загрязнений компании этого участка варьировала от 38 до 44 %. В 2020 году поднялась почти до 48 %. Отмечаются с небольшим сокращением за год, площади нефтяных разливов на Аригольском, Западно-Усть-Балыкском, Тайлаковском, Ново-Покурском, Кетовском, Южно-Локосовском, Аганском, Ачимовском лицензионных участках.

Сопоставление отчётов ПАО «НГК «Славнефть» с материалами дешифрирования показало значительное расхождение. Из 147 полигонов, выявленных по космическим снимкам, имеют подтверждение в реестрах компании лишь 16 объектов. Однако это требует дополнительных исследований и проведения полевых работ с целью подтверждения на местности.

Темпы рекультивации в компании удовлетворительные. В 2015 году проведены рекультивационные мероприятия площадью 3,6 га на пяти ЛУ. В 2016-2018 гг. поступили сведения по 4 га рекультивации. По космической информации было дешифрировано восстановление 10 га земли. На 01.12.2020 года сняты с учёта и определены как рекультивированные 3 полигона на Ватинском, Аганском и Чистинном ЛУ, что соответствует реестрам компании. Выявлено 16 НЗУ общей площадью 16 га с признаками восстановления.

Совместные предприятия ВИНК. На территории ХМАО – Югры разрабатывают 17 лицензионных участков. В пределах 9 ЛУ, принадлежащим АО «Томскнефть» ВНК и Компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.», специалистами АУ «НАЦ РН им.В.И. Шпильмана» дешифрованы нефтяные загрязнения.

Большая часть площадей нефтяных разливов, как и за период 2016-19 гг., зафиксированы на участках недр АО «Томскнефть» ВНК – более 99 %. Значительные показатели загрязнённости остались на Вахском (25 га), Советском (25 га) и Северном (9 га) ЛУ, с тенденцией снижения в течение отчётного периода. 37 % всего количества нефтезагрязнённых полигонов Совместных предприятий ВИНК расположены на Вахском участке недр, 28 % – на Советском.

На территории лицензирования компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» зафиксированы 2 разлива нефтепродуктов, расположенные в пределах Ваделыпского и Западно-Салымского ЛУ, выявленных в 2017 году. По данным ДЗЗ за 2018 год один НЗУ подтверждён, второй – рекультивирован и снят с учёта на Западно-Салымском ЛУ, что отражено отчётами компании. В отчётном году на Западно-Салымском месторождении дешифрован один новый НЗУ площадью 0,7 га.

Сопоставление статистических данных Совместных предприятий ВИНК с данными ДЗЗ показало рост достоверности за последние пять лет по общему количеству НЗУ с 49 до 95 %, по общей площади с 24 до 43 %. Из 112 дешифрованных полигонов – 82 (73 %) стоят на учёте как нефтезагрязнённые в отчётах организации.

В реестре рекультивации обозначены 57 восстановленных участков земли площадью 12,8 га в пределах шести ЛУ. В основном рекультивацию почвогрунтов проводило АО «Томскнефть» ВНК. По данным ДЗЗ зафиксировано 25 НЗУ с признаками рекультивации. Переведены в разряд рекультивированных 48 НЗУ площадью 13 га на Ваделыпском, Вахском, Нижневартовском, Полуденном, Северном и Советском ЛУ.

ПАО НК «РуссНефть». По космической информации наибольшие площади нефтезагрязнённых участков выявлены, как и в прошлом отчётном периоде, в пределах: Варьеганского ЛУ – 34 га; Егурьяхского ЛУ – 11 га; Верхне-Шапшинского ЛУ – 17 га; Тагринского ЛУ – 6 га; Нижне-Шапшинского ЛУ – 5 га.

Сопоставление дешифрованных данных АУ «НАЦ РН им.В.И. Шпильмана» с реестрами компании показало рост достоверности по общей площади нарушений до 30 %, по местонахождению объектов – до 52 %. Однако данное утверждение требует проведения полевых работ с целью сверки.

По общей статистике ПАО НК «РуссНефть» за 2016-2018 гг. восстановлено 34 НЗУ (7 га). В последнем реестре компании значится рекультивация на Варьеганском и Тагринском ЛУ общей площадью 2 га. По оперативным данным ДЗЗ выявлено 22 полигона с признаками рекультивации на Варьеганском, Тагринском, Верхне-Шапшинском,

Нижне-Шапшинском, Егурьяхском и Западно-Варьеганском участках недр. Сняты с учёта как нефтяные загрязнения 6 полигонов общей площадью 1,9 га на Варьеганском и Тагринском ЛУ.

ПАО «Газпром нефть». Загрязнённые нефтепродуктами земли были зафиксированы по данным ДЗЗ в пределах четырёх участков недр: Вынгапуровском – 1,3 га; Пограничном – 2,3 га; Южной части Приобского месторождения – 3,3 га; Холмогорском – 4,7 га.

Сопоставление данных дешифрирования АУ «НАЦ РН им.В.И. Шпильмана» и отчётных данных ПАО «Газпром нефть» показало практически стопроцентное совпадение по площади НЗУ (11 га по реестрам и 11,6 га по данным ДЗЗ). По количеству объектов ежегодно компания предоставляет полную и подробную информацию (95 по реестрам и 24 по данным ДЗЗ). 67 % выявленных нефтяных разливов картографически подтверждены отчётными реестрами.

По космическим снимкам 2019 года зафиксировано четыре полигона с признаками рекультивации. Три нефтезагрязнённых участка на Холмогорском ЛУ и один на Пограничном ЛУ переведены в разряд рекультивированных общей площадью 0,3 га, что соответствует отчётам АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

Независимые компании владеют 139 лицензиями на право различного использования недр в автономном округе. По данным ДЗЗ семь недропользователей в пределах 10 лицензионных участков имеют земли, загрязнённые нефтью и нефтепродуктами. Всего на территории самостоятельных компаний дешифрировано в текущем отчётном периоде 94 НЗУ общей площадью 98 га.

Самым «грязным» по данным ДЗЗ является Ершовое месторождение (ООО «Тарховское») – на нём нами выявлено – 72 НЗУ общей площадью 76 га, что составляет 77 % площади загрязнений всех независимых недропользователей. Относительно значительные показатели со снижением за год, зафиксированы в пределах Южно-Рурьеганского (ООО «Рурьеганнефтегаз») – 4 полигона (10 га), Западно-Малобалыкского (ООО «ЮрскНефть») – 8 полигонов (5 га) и Восточно-Ингинского (ОАО «ИНГА») – 4 полигона (2 га) ЛУ (согласно перечню выданных лицензий на право пользования недрами, предоставляемому Отделом геологии и лицензирования Департамента по недропользованию по Уральскому ФО по ХМАО – Югре по состоянию на 01.01.2021 г.).

На Коимсапском месторождении ООО «Петротэк-Нефть» нефтезагрязнённый участок площадью 0,8 га и на Туль-Еганском ООО «Тарховское» площадью 0,2 га выявлены впервые по снимкам спутника Канопус 2015 года и подтверждены по снимкам Landsat 8 2016-2019 гг.

Сопоставление с отчётными реестрами независимых компаний показало, что предприятия продолжают передавать наиболее достоверную и правильную информацию о нарушениях. Из 94 дешифрированных НЗУ имеют подтверждение в отчётных материалах компаний за 2012-2019 гг. 80 полигонов – соотношение 85 %. По

общей площадной характеристике совпадение составило 81 %, что на 7 % больше, чем в прошлом отчётном году.

Необходимо отметить рост показателей независимых компаний по восстановлению нарушенных нефтью участков. Так, за 2014–2016 гг. в реестрах значилось 4 га рекультивированных земель. В 2017 году ООО «Тарховское» провело рекультивацию на трёх участках недр площадью 7,7 га. В отчётах за 2018 год уже фигурировали лицензионные участки ООО «Руфьеганнефтегаз» (Мыхлорский, Руфь-Еганский) и ООО «Тарховское» (Ершовый, Сороминский), а общая площадь 12 рекультивированных объектов составила 8,2 га. В последнем реестре рекультивации значатся 16 восстановленных участков в пределах двух ЛУ общей площадью рекультивации 9,2 га.

По данным ДЗЗ за 2016–2019 гг. переведены в разряд рекультивированных 38 НЗУ общей восстановленной площадью 21 га. За отчётный год нами дешифрировано 19 полигонов с признаками проводимых работ по восстановлению почво-грунтов. Десять из них на Ершовом месторождении и один на Сороминском ЛУ определены как полностью рекультивированные общей площадью 7 га, что опять же подтверждено отчётами ООО «Тарховское».

По состоянию на 14.11.2017 г. в составе недропользователей ХМАО – Югры была выделена новая вертикально интегрированная нефтяная компания – ПАО «НОВАТЭК». В пределах территории лицензирования этой компании нефтезагрязнённые участки за период 2017–2020 гг. не выявлены.

Мониторинг факельных установок по данным дистанционного зондирования Земли на территории ХМАО – Югры

Рациональное использование попутного нефтяного газа (ПНГ) и контроль сжигания сырья, учитывая требования российского законодательства об обязательной утилизации 95 % (региональный целевой ориентир – 98 %) и высокие штрафы за сверхнормативное сжигание, остаётся в группе развивающихся и ключевых направлений в деятельности нефтедобывающих предприятий Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, несмотря на снижение добываемой нефти и пандемию 2020 года.

Ведение мониторинга с помощью дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) нацелено на получение достоверного, регулярного, и, что очень важно, независимого учёта по сжиганию попутного газа на факельных установках (ФУ).

Работы по мониторингу факельных установок затрагивают все районы Югры в пределах лицензионных участков распределённого фонда недр. Основные цели этого направления деятельности:

1. Уточнение местоположения и поиск новых факельных установок.
2. Фиксирование режима горения на факельных установках.
3. Отслеживание динамики количества и площади нарушенных земель в местах сжигания попутного нефтяного газа.

В отчётном периоде основой для мониторинга послужили материалы с космического аппарата Landsat 8 среднего пространственного разрешения – 15 м и 30 м периода съёмки январь–ноябрь 2020 года.

Обработанные материалы насчитывают 286 снимков. Источником данных дистанционного зондирования Земли послужил интернет-ресурс <https://earthexplorer.usgs.gov/>.

Также в рамках выполнения мониторинговых работ привлекались имеющиеся в Базе космических снимков НАЦ РН данные ДЗЗ периода съёмки февраль–октябрь 2019 года спутников Ресурс П высокого разрешения 0,7-1 м, Канопус В высокого и среднего разрешения – 2 и 10 м соответственно.

Уточнение местоположения факельных установок проводится с целью их привязки к объектам производственной инфраструктуры: дожимным насосным станциям (ДНС), цехам подготовки и перекачки нефти (ЦППН) и другим. Во многих случаях факелы располагаются попарно в границах специально оборудованных площадок факельного хозяйства. Нередко наличие на технологических объектах нескольких, рядом размещённых установок – факела высокого давления (ФВД) и факела низкого давления (ФНД). Единично встречаются факельные хозяйства, где присутствуют три ФУ.

На 01.12.2020 года проведена корректировка местоположения 9 факельных установок на Вать-Еганском, Верхненадымском, Конитлорском, Кудринском, Приобском, Средне-Назымском, Среднеугутском, Фаинском и Южно-Камыньском участках (рис. 6.16).

Выявление новых факельных установок связано с вводом лицензионных участков в разработку, обустройством и расширением

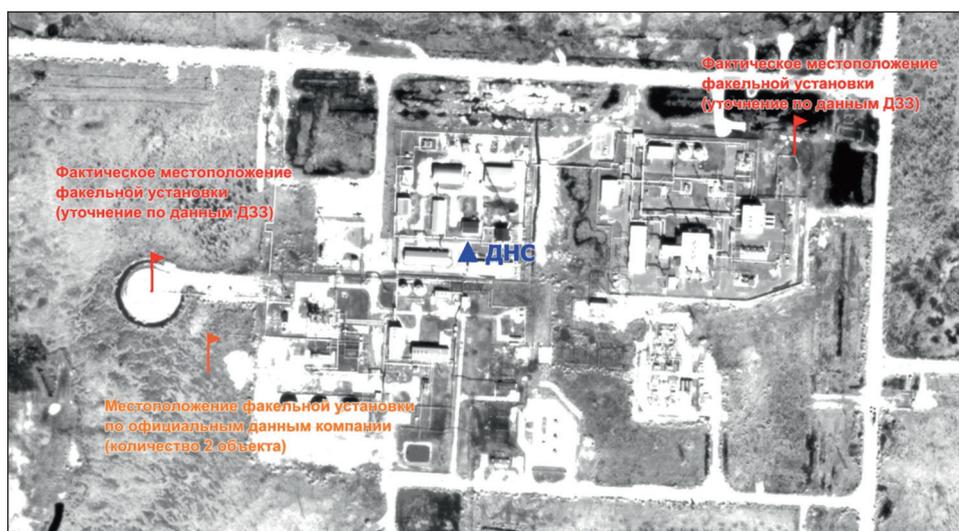


Рис. 6.16 Дешифрирование местоположения факельных установок на Верхненадымском лицензионном участке (фрагмент космического снимка Ресурс-П, дата съёмки 14.07.2018 г.)

объектов производственной инфраструктуры на эксплуатируемых месторождениях.

По данным ДЗЗ, на 01.12.2020 года выявлена 31 новая факельная установка на 22 лицензионных участках, принадлежащих 10 компаниям-недропользователям в структуре ВИНК (табл. 6.7).

Таблица 6.7. Факельные установки, выявленные по данным ДЗЗ за 2020 год

ВИНК*	Лицензионный участок Компания-недропользователь	Количество факельных установок	Привязка факельной установки к объекту инфраструктуры
ПАО «Газпром нефть»	Западный Зимний ООО «Газпромнефть-Хантос»	2	К-1
	Приобский Южный ООО «Газпромнефть-Хантос»	1	ДНС-1
Всего: 3 ФУ			
ПАО «НГК «Славнефть»	Аганский ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»	2	КСП
	Кетовский ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»	1	ДНС-1
	Мегионский ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»	1	ООО Нижневартовский ГПК
	Тайлаковский ПАО «Обьнефтегазгеология»	1	Куст б/н
Всего: 5 ФУ			
ПАО «ЛУКОЙЛ»	Западно-Тугровский ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	1	ДНС
	Восточно-Перевальный ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	1	ДНС-2
	Тевлинско-Русскинской ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	1	ДНС-5, 5P
	Толумский ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	1	ДНС-4
Всего: 4 ФУ			
ПАО «НК «Роснефть»	Восточно-Вуемский ООО «Соровскнефть»	1	ЦПС
	Ем-Еговский+Пальяновский ПАО «НК «Роснефть»	1	ДНС-2
	Киньяминский ПАО «НК «Роснефть»	2	ДНС
	Майский ПАО «НК «Роснефть»	1	К-1
	Малобалыкский ПАО «НК «Роснефть»	1	ДНС-2
	Мамонтовский ПАО «НК «Роснефть»	4	ДНС-9 ЦППН-2
	Талинский ПАО «НК «Роснефть»	4	ДНС-12 ДНС-10 ДНС ДНС-5
	Тортасинский ООО «Соровскнефть»	1	К-1
Всего: 15 ФУ			

Продолжение таблицы 6.7.

ВИНК*	Лицензионный участок Компания-недропользователь	Количество факельных установок	Привязка факельной установки к объекту инфраструк- туры
ПАО НК «РуссНефть»	Варьеганский ПАО «Варьеганнефть»	1	ЦПС
Всего: 1 ФУ			
ПАО «Сургутнефтегаз»	Сурьеганский ПАО «Сургутнефтегаз»	1	ДНС
Всего: 1 ФУ			
Независимые компании	Западно-Пылинский ООО «Пылинское»	1	ДНС
	Мултановский ООО «Мултановский»	1	К-2
Всего: 2 ФУ			
Итого: 31 факельная установка			

*Согласно перечню выданных лицензий на право пользования недрами, предоставляемому Отделом геологии и лицензирования Департамента по недропользованию по Уральскому ФО по ХМАО – Югре по состоянию на 01.01.2021 г.)

Фиксирование режима горения на факельных установках. На 01.12.2020 года сформированы и представлены показатели размещения и функционирования рассматриваемых объектов в разрезе ВИНК.

Из 839 имеющихся в базе данных ФУ зафиксированы в стадии горения (постоянного и периодического) 314 факелов, что составило 37,4 % от всех ФУ, горение отсутствовало на 525 установках (рис. 6.17).

В целом по компаниям фиксируется тенденция преимущества рационального использования попутного нефтяного газа на факельных установках над его сжиганием. Бесспорными лидерами по этому показателю выступают два общества – ПАО «Сургутнефтегаз» и ПАО «НК «Роснефть». В ПАО «ЛУКОЙЛ» практически в равных долях наблюдаются процессы утилизации газа и сжигания. В ПАО НК «РуссНефть» и Независимых компаниях также отмечается положительная динамика полезного использования попутного сырья. В ПАО «Газпром нефть», ПАО «НГК «Славнефть» и Совместных предприятиях ВИНК наблюдается отрицательный тренд сжигания ПНГ.

По интенсивности горения на факельных установках условно можно различить светящийся, полусветящийся и несветящийся объект (рис. 6.18).

Отслеживание динамики количества и площади нарушенных земель в местах сжигания попутного нефтяного газа. Статистические показатели анализировались в ходе комплексного рассмотрения факельных хозяйств независимо от работы установки (зафиксировано горение или выключена горелка). Во внимание взяты различные

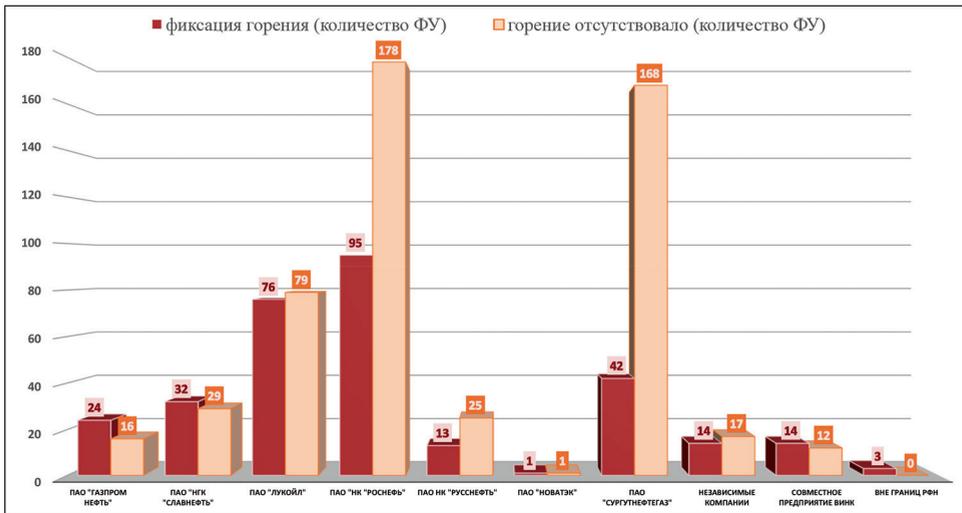


Рис. 6.17. Мониторинг работы факельных установок в разрезе ВИНК (по данным ДЗЗ на 01.12.2020 г.)

свойства прямых дешифровочных признаков (цвет, уровень яркости, размер, форма и т.д.) участков земли вблизи источников горения. Встречались площадки чёрного цвета вокруг факельной установки, что характерно для сажевого сжигания, сопровождающегося выбросами чёрного углерода или большими объёмами выбросов прочих компонентов из-за неполного сгорания сырья. Также есть заброшенные, деградированные, нерекультивированные земли в радиусе 50-100 метров от мест сжигания на территории РФН и вне границ лицензионных участков. Дешифрировались практически белые площадки при безсажевой технологии сжигания или вновь построенные, отсыпанные песком (рис. 6.19).

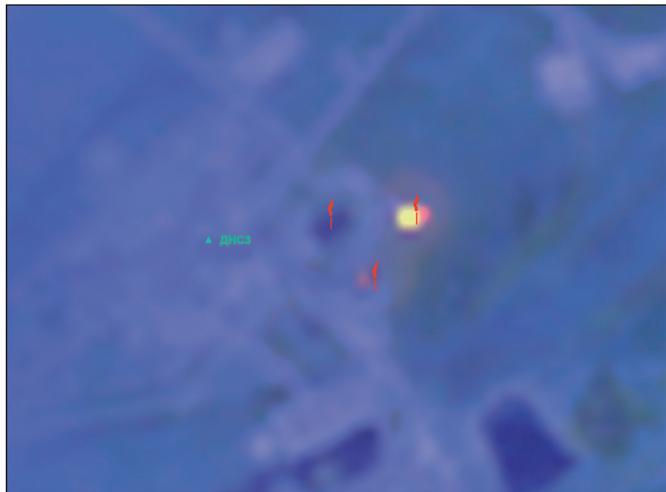


Рис. 6.18. Мониторинг работы факельных установок на Верхне-Коликъёганском лицензионном участке (фрагмент космического снимка Landsat 8, дата съёмки 25.08.2020 г.)



Рис. 6.19. Дешифрирование нарушенных земель в местах сжигания ПНГ на Мамонтовском лицензионном участке (фрагмент космического снимка Ресурс П, дата съёмки 02.04.2016 г.)

На 01.12.2020 г. количество полигонов нарушенных земель составило 656, общей площадью 782,811 гектаров (рис. 6.20).

На диаграмме (рис. 6.20) показано, что по доле нарушенных площадей в местах сжигания ПНГ на первом месте находится Нижневартовский район. На его территории расположена практически одна третья часть нарушенных земель – 34,4 % от

общей площади. Вместе с этим на долю района приходится второе значение по количеству полигонов – около 30 %. Высокие показатели нарушенных земель дешифрированы и в Сургутском районе – около 30 % от общей площади и наибольшее значение по количеству – 38 %. Более 10 % (13,3 %) от общей площади занимают 43 полигона в Ханты-Мансийском районе. Менее 10 (8,5 и 6,9 %) от общей площади насчитывается в Нефтеюганском и Октябрьском районах соответственно 80 полигонов и 44 полигона. В Кондинском и Советском районах доли нарушенных участков от общей площади составляют 3,5 и 2,7 % соответственно, количественные

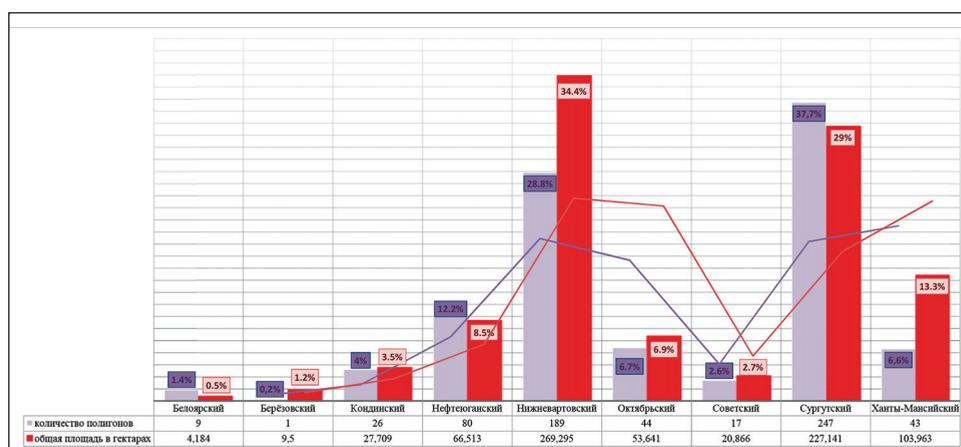


Рис. 6.20. Распределение полигонов нарушенных земель в местах сжигания ПНГ по районам ХМАО – Югры

показатели – 26 полигонов и 17 полигонов. В Берёзовском районе дешифрирован один крупный полигон, на котором размещены две ФУ, его доля составила более 1 % от общей площади. В Белоярском районе 9 небольших полигонов заняли менее 1 % от общей площади.

По степени нарушенности территории округа составлена карта-схема лицензионных участков распределённого фонда недр (рис. 6.21). Выделено 6 градаций земель по суммарному площадному показателю.

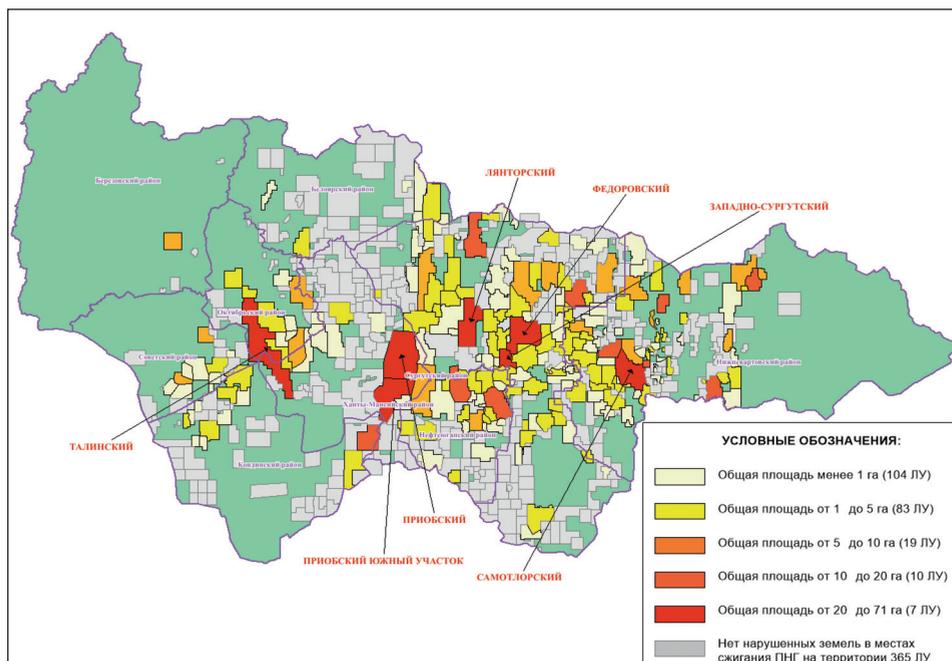


Рис. 6.21. Карта-схема лицензионных участков по степени нарушенности их территории (по данным ДЗЗ на 01.12.2020 г.)

На территории **Нижневартовского района** размещены 140 лицензионных участков, на 75 из них, принадлежащих недропользователям 7 ВИН Компаний, дешифрированы нарушенные земли.

Самым антропогенно-нагруженным участком (от 20 до 75 га) остаётся **Самотлорский АО «Самотлорнефтегаз»**. На его долю приходится 26 % (70,341 га) от общей площади нарушенных земель района и 17,5 % (33 полигона) от общего количества.

По степени нарушенности от 10 до 20 га выделяются 5 участков: **Южно-Лорьеганский ООО «Руфьеганнефтегаз»**, **Варьеганский ПАО «Варьеганнефть»**, **Вахский АО «Томскнефть» ВНК**, **Верхнеколик-Еганский ПАО «Варьеганнефтегаз»** и **Аганский участок ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»**. Вместе они составили 23 % от общей площади.

В пределы от 5 до 10 га входят 8 лицензионных участков, их доля равна 18 % от общей площади.

На остальных участках общие площади насчитывают менее 5 га.

Расположение нарушенных земель приходится на западную, северную и центральную части района, на востоке лицензионных участков нет.

На территории **Сургутского района** размещены 192 лицензионных участка, на 75 из них, принадлежащих недропользователям 6 ВИН Компаний, дешифрованы нарушенные земли.

Высокая антропогенная нагрузка (от 20 до 75 га) распределилась по 3 участкам ПАО «Сургутнефтегаз»: Лянторском, Фёдоровском и Западно-Сургутском. Вместе они составили 39 % от общей площади нарушенных земель района.

По степени нарушенности от 10 до 20 га выделены 2 участка – Тянский ПАО «Сургутнефтегаз» и Вать-Еганский ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Их доля равна 12,5 % от общей площади.

В пределы от 5 до 10 га входят 4 участка: ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» Южно-Ягунский, Тевлинско-Русскинской и Повховский, ПАО «Сургутнефтегаз» Северо-Лабатьюганский. На их долю приходится 12,2 % от общей площади.

На остальных участках общие площади насчитывают менее 5 га.

Нарушенные земли расположены неравномерно, сосредоточены в северной и центральной частях района.

На территории **Ханты-Мансийского района** размещён 61 лицензионный участок, на 12 из них, принадлежащих недропользователям 5 ВИН Компаний, дешифрованы нарушенные земли.

Высокая степень антропогенной нагрузки (от 20 до 75 га) сосредоточена на 3 участках: Приобском ПАО «НК «Роснефть», Приобском Южном ООО «Газпромнефть-Хантос» и южной части Талинского участка АО «РН-Няганьнефтегаз». Вместе они составили 90 % от общей площади нарушенных земель района.

В пределы от 5 до 10 га входит Каменный Западный участок АО «РН-Няганьнефтегаз».

На остальных участках общие площади насчитывают менее 5 га.

Нарушенные земли в основном расположены в восточной части района, немного в центральной.

На территории **Нефтеюганского района** размещены 54 лицензионных участка, на 27 из них, принадлежащих недропользователям 5 ВИН Компаний, дешифрованы нарушенные земли.

Лицензионных участков с высокой степенью нагрузки не зафиксировано.

По степени нарушенности от 10 до 20 га выделены 2 участка ПАО «НК «Роснефть» Мамонтовский и Правдинский. Их площадные доли составили 28 и 15 %, количественные – 31 и 5 % соответственно.

В пределах от 5 до 10 га числится Малобалыкский участок ПАО «НК «Роснефть».

На остальных участках общие площади составили менее 5 га.

Нарушенные земли в основном сосредоточены в северной части района.

На территории **Октябрьского района** размещены 27 лицензионных участков, на 12 из них, принадлежащих недропользователям 6 ВИН Компаний, дешифрованы нарушенные земли.

Высокая степень антропогенной нагрузки (от 20 до 75 га) сосредоточена в северной части Талинского участка АО «РН-Няганьнефтегаз» – 59 % от общей площади и 45 % от общего количества нарушенных земель в границах района.

В пределах от 5 до 10 га выделен Рогожниковский участок ПАО «Сургутнефтегаз».

На остальных участках общие площади составили менее 5 га.

Нарушенные земли рассредоточены по всей территории района, кроме северной части, где нет лицензионных участков.

На территории **Кондинского района** размещены 54 лицензионных участка, на 12 из них, принадлежащих недропользователям 4 ВИН Компаний, дешифрованы нарушенные земли.

Лицензионных участков с высокой степенью нагрузки не зафиксировано.

По степени нарушенности в пределах от 10 до 20 га выделен Кондинский участок АО «НК «Конданефть».

В пределах от 1 до 5 га находятся 5 участков. Из них в составе ООО «Газпромнефть-Хантос» Западно-Зимний и Зимний, далее Западно-Каюмовский АО «Каюм Нефть», Мортымья-Тетеревский ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и Хултурский ООО «Турсунт». Вместе они насчитывают 40 % от общей площади.

На остальных участках общие площади составили менее 1 га.

Нарушенные земли сосредоточены в северо-западной и восточной частях района.

На территории **Советского района** размещён 21 лицензионный участок, на 11 из них, принадлежащих недропользователю ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», дешифрованы нарушенные земли.

Лицензионных участков с высокой степенью нагрузки не зафиксировано.

По степени нарушенности от 5 до 10 га выделено 2 участка: Северо-Даниловский и Западно-Тугровский. Вместе они насчитывают 64,3 % от общей площади.

В пределы от 1 до 5 га отнесён Ловинский участок.

На остальных участках общие площади составили менее 1 га.

Нарушенные земли сосредоточены в восточной и юго-восточной частях района.

На территории **Белоярского района** размещены 33 лицензионных участка, на 6 из них, принадлежащих недропользователям 2 ВИН Компаний, дешифрованы нарушенные земли.

Лицензионных участков с высокой степенью нагрузки не зафиксировано.

Степень нарушенности в пределах от 1 до 5 га выделена на Большом участке ООО «РИТЭК».

На остальных участках общие площади составили менее 1 га. Нарушенные земли рассредоточены в западной, южной и восточной частях района.

На территории **Берёзовского района** размещены 5 лицензионных участков, на 1 из них – Сысконсынском, принадлежащем АО «НОВАТЭК-Пур», дешифрован полигон площадью 9,5 га в восточной части района.

Следует отметить, что зафиксированный ранее антропогенно изменённый полигон на Лебяжьем лицензионном участке (лицензия аннулирована) на территории Октябрьского района также дешифрируется по снимкам 2020 года съёмки.

На 01.12.2020 г. в разрезе вертикально интегрированных нефтяных компаний основная часть антропогенного воздействия дешифрирована в трёх обществах (рис. 6.22):

ПАО «НК «Роснефть» – 31,5 % от общего количества полигонов и 42,8 % от общей площади (206 полигонов общей площадью 334,481 га);

ПАО «Сургутнефтегаз» – 24 % от общего количества полигонов и 20,9 % от общей площади (157 полигонов общей площадью 163,727 га);

ПАО «ЛУКОЙЛ» – 20,2 % от общего количества полигонов и 14,9 % от общей площади (132 полигона общей площадью 116,909 га).

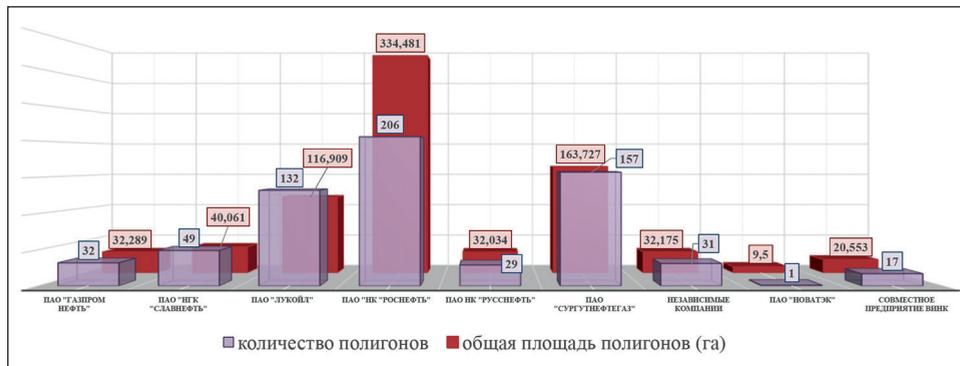


Рис. 6.22. Распределение нарушенных земель в местах сжигания ПНГ по ВИНК (по данным ДЗЗ на 01.12.2020 г.)

В ходе обработки данных ДЗЗ и анализа результатов космического мониторинга факельных установок и мест сжигания попутного нефтяного газа на территории ХМАО – Югры за 2020 год выполнены задачи по выявлению новых факелов; наблюдению за динамикой количественных и площадных показателей нарушенных земель в местах сжигания ПНГ; решён приоритетный вопрос фиксации режима работы и отсутствия горения на ФУ, включённых в основную базу данных.

6.4. Обследование скважин, пробуренных в рамках реализации Программы геологического изучения недр Ханты-Мансийского автономного округа – Югры за счёт средств автономного округа и находящихся на нераспределённом фонде недр

В 2020 году обследовано 125 скважин, пробуренных в рамках реализации «Программы геологического изучения недр Ханты-Мансийского автономного округа – Югры за счёт средств автономного округа и находящихся на нераспределённом фонде недр» в соответствии с Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 года № 101 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Работы выполнены в полном объёме.

Целями обследования являлись своевременное обнаружение нефтегазоводопроявлений на устье скважины и приустьевом участке, фиксация состояния прилегающей территории, выявление повреждений в запорной (фонтанной) арматуре на законсервированных скважинах, определение наличия и состояния тумб и реперов на ликвидированных скважинах. Все эти факторы могут угрожать жизни и здоровью населения и нанести урон окружающей среде.



Рис. 6.23. Скважина № 92, Среднепотанайская площадь (в стадии консервации)



*Рис. 6.24. Скважина № 1 Северо-Боровая
площадь (в стадии ликвидации)*

и фонтанной арматуры, фиксировалось наличие тумбы и репера и их состояние с обязательным фотографированием объектов и прилегающей территории, уточнение координат с помощью GPS-приёмника. Далее, после камеральной обработки собранных материалов составлены Акты проверок по каждому объекту.

Обследованные скважины находятся в удовлетворительном состоянии (рис. 6.23, 6.24).

Работы по обследованию скважин, находящихся на нераспределённом фонде недр, продолжены в 2021 году.

Все работы по обследованию скважин были разбиты на несколько этапов в зависимости от климатических и ландшафтных условий, влияющих на выполнение работ в удалённых и труднодоступных местах ХМАО – Югры.

Рабочая комиссия присутствовала на объектах в необходимом количестве – в составе трёх человек, доставка осуществлялась с помощью снегоходного, вертолётного и автомобильного видов транспорта, также были разработаны пешеходные маршруты к объектам.

Обследование заключалось в визуальном осмотре устья скважины, ограждения

VII. ЭКОНОМИКА

7.1. 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.

Корректировка налогового инструментария 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.

Базовая ставка НДС в 2020 году по добыче нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной остаётся на уровне 2019 года и составляет 919 руб./т.

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 расчетного денежного потока от деятельности по разработке отдельного участка недр с учетом сложившихся на мировых рынках цен на углеводородное сырье (нефть) и фактически понесенных 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.

Кроме того, уточнён порядок определения значения удельных расходов при расчете минимальной налоговой базы по НДС, согласно которому значение удельных расходов устанавливается в размере 7 140 рублей до 31 декабря 2023 года и 8 600 рублей с 1 января 2024 года, а также подлежит индексации на коэффициент-дефлятор, установленный на соответствующий календарный год, начиная с 2021 года.

В целях компенсации сложившихся выпадений из федерального бюджета для отдельных месторождений углеводородного сырья

значение коэффициента K_g предлагается установить в размере 1,2 и 1,95 на период с 1 января 2021 года по 31 декабря 2023 года. Данная мера касается участков недр, расположенных на территории Российской Федерации и включающих запасы углеводородного сырья месторождения, указанного в примечании 8 к единой Товарной номенклатуре внешнеэкономической деятельности Евразийского экономического союза.

Экспортная пошлина на нефть в течении шести лет с 2019 по 2024 гг. будет снижаться на величину корректирующего коэффициента (табл. 7.1). Одновременно НДС вырастет на аналогичную величину. Таким образом, фискальная нагрузка перейдет с экспорта на внутренний рынок.

Таблица 7.1. Значение корректирующего коэффициента к экспортной пошлине

Период применения	значение $K_{корр}$
с 1 января по 31 декабря 2020	0,667
с 1 января по 31 декабря 2021	0,500
с 1 января по 31 декабря 2022	0,333
с 1 января по 31 декабря 2023	0,167
с 1 января 2024	0

Тарифы пенсионных, медицинских и страховых взносов по временной нетрудоспособности и в связи с материнством в 2020 году не изменились, общая ставка взносов в 2019 году составила 30 %, не считая тариф на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, который рассчитывается согласно классу производственного риска.

Предельные величины базы по страховым взносам в 2019 году по сравнению с 2018 годом увеличились и составили: для исчисления страховых взносов на обязательное социальное страхование – 865 000 рублей, для исчисления страховых взносов на обязательное пенсионное страхование – 1 150 000 руб. На 2020 год предельные величины баз для исчисления страховых взносов на обязательное социальное и пенсионное страхование составили 912 000 руб. и 1 292 000 руб. соответственно (табл. 7.2).

Таблица 7.2. Изменение предельных величин баз по страховым взносам 2018-2020 гг.

Год	Предельная база по пенсионным взносам, руб.	Предельная база по социальным взносам, руб.
2018	1 021 000	815 000
2019	1 150 000	865 000
2020	1 292 000	912 000

В 2019 году изменился порядок исчисления НДС и ставка по налогу увеличилась с 18 до 20 %.

Изменения, вступившие в силу с 2017 г. в части налога на прибыль организаций, были запланированы еще в 2016 г. В 2019 году сумма налога на прибыль организаций, подлежащая зачислению в федеральный бюджет, исчисляется по ставке 3 %, в бюджеты субъектов РФ – по ставке 17 %, вместо установленных ранее 2 и 18 % соответственно. Ранее устанавливалось, что такая ставка будет действовать по 2020 год включительно, но вступивший в силу Федеральный закон от 03.08.2018 г. № 301-ФЗ (ред. от 27.11.2018 г.) «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации» предусматривает продление ставки до 2024 года.

Размер общей ставки по налогу на прибыль организаций (20 %) не изменился.

На основе анализа изменений действующей налоговой системы в нефтедобыче, а также последовательного мониторинга параметров налогообложения построен график динамики удельной налоговой нагрузки федерального уровня и ХМАО – Югры (рис. 7.1).

Налоговая нагрузка на федеральном уровне в отношении недропользователей ХМАО – Югры за период 2008-2019 гг. увеличилась в 4 раза (с 3 083 до 12 607 руб./т). В 2020 году отмечается снижение налоговой нагрузки, обусловленное корректировкой цен на нефтяных рынках в связи с пандемией COVID-19.

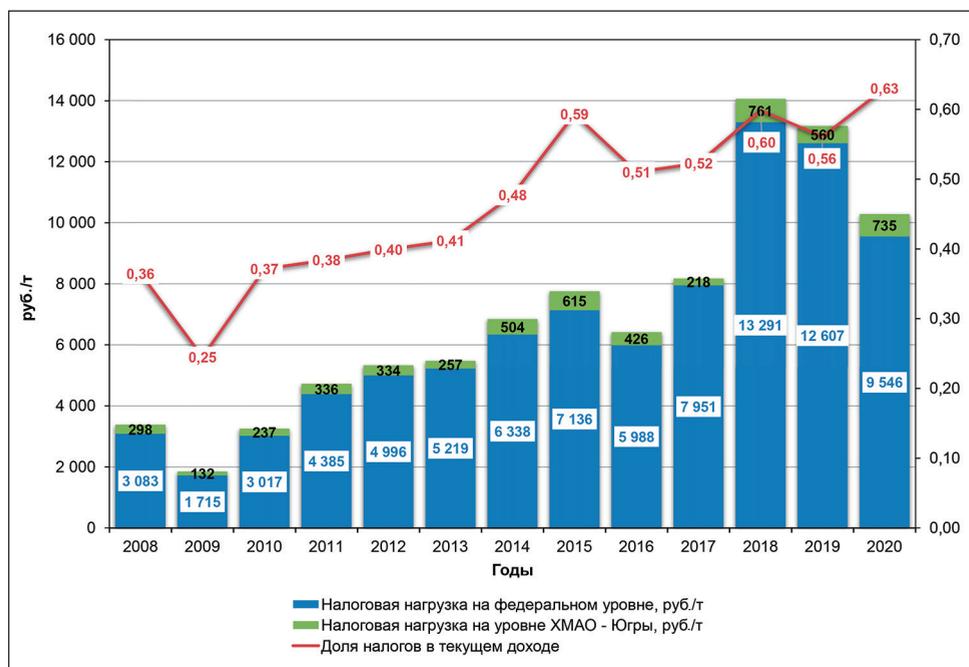


Рис. 7.1. Динамика удельной налоговой нагрузки в среднем по ХМАО – Югре в расчете на тонну добываемой нефти за 2008-2020 гг.

По итогам 2020 г. налоговая нагрузка по отношению к величине текущего дохода для нефтепользователей ХМАО – Югры составила 63 %.

Динамика удельной налоговой нагрузки в среднем по ХМАО – Югре за 2008-2020 гг. характеризуется чередованием периодов роста и снижения. Значительное влияние на изменение налоговой нагрузки оказывают макроэкономические параметры, о чём свидетельствует динамика показателей, представленная на рисунке 7.2.

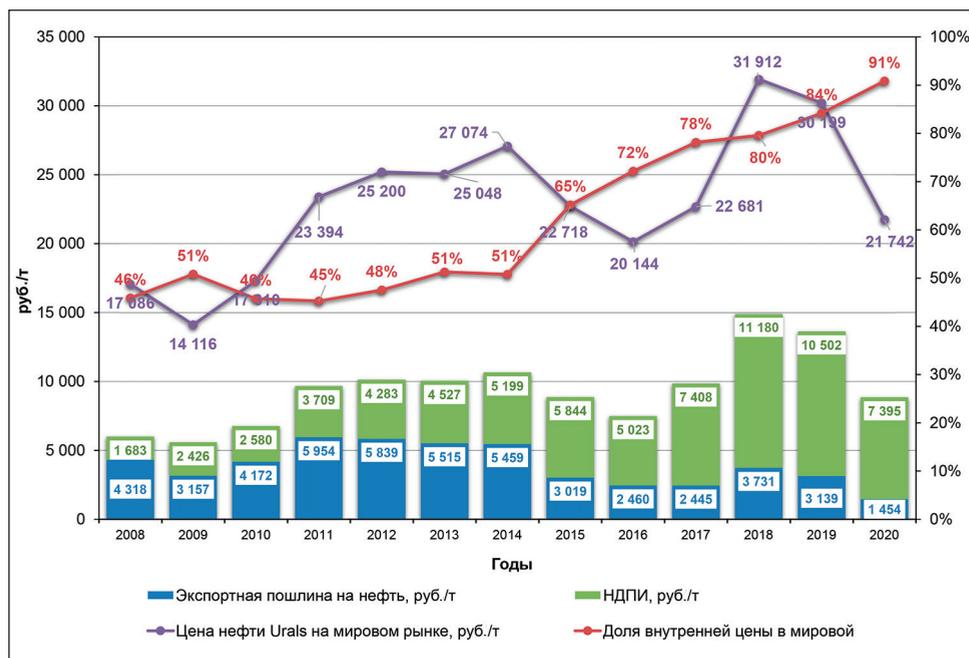


Рис. 7.2. Динамика среднегодовых экономических показателей нефтяной отрасли в расчете на тонну добываемой нефти за 2008-2020 гг.

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 маневра» в нефтедобывающей отрасли.

В 2018 году произошло значительное увеличение налоговой нагрузки, этому поспособствовал 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 обусловлено снижением мировой цены на нефть.

В таблице 7.3 приведены поступления налогов и сборов в бюджетную систему РФ по основным видам экономической деятельности в соответствии с данными отчетности, предоставляемой Федеральной налоговой службой по форме 1-НОМ (табл. 7.3). На основании представленной в таблице 7.3 информации можно сделать вывод о существенной роли нефтедобывающей отрасли ХМАО – Югры в контексте формирования доходов как федерального, так и регионального бюджетов.

В 2020 г. объем налоговых поступлений, зачисляемых в бюджет ХМАО – Югры, увеличился относительно уровня 2019 г., что обусловлено главным образом значительным ростом чистой прибыли ПАО «Сургутнефтегаз» (в 6,9 раз) за счёт курсовых колебаний.

Таблица 7.3. Поступление налогов и сборов в бюджетную систему РФ по основным видам экономической деятельности

Годы	Региональный бюджет, млн руб.		Консолидированный бюджет РФ, млн руб.	
	все виды экономической деятельности по ХМАО – Югре	добыча сырой нефти и нефтяного газа по ХМАО – Югре	все виды экономической деятельности по РФ	добыча сырой нефти и нефтяного газа по ХМАО – Югре
2008	121 776,83	82 671,51	7 967 804,31	855 995,21
2009	89 967,55	35 597,26	6 307 025,70	464 038,50
2010	106 051,83	62 958,98	7 687 882,97	802 438,94
2011	142 503,48	88 649,93	9 733 597,39	1 157 551,29
2012	142 279,54	86 541,07	10 952 640,70	1 293 967,06
2013	117 132,48	65 287,63	11 322 649,59	1 325 660,61
2014	181 751,96	126 020,18	12 606 291,94	1 585 770,91
2015	196 491,22	149 892,40	13 707 086,00	1 738 352,93
2016	152 710,32	102 017,98	14 387 742,05	1 432 371,32
2017	127 680,36	51 121,41	17 194 238,14	1 860 519,06
2018	242 457,32	179 801,41	21 148 837,49	3 141 969,73
2019	198 778,05	132 242,39	22 510 631,07	2 976 402,44
2020	205 639,79	154 913,02	20 713 744,28	2 011 324,20

В 2020 г. нефтедобывающий сектор ХМАО – Югры обеспечил 75 % доходов в региональный бюджет.

Доля налоговых поступлений от нефтедобывающей отрасли ХМАО – Югры в структуре налогов и сборов, поступивших в консолидированный бюджет Российской Федерации по всем видам экономической деятельности за период 2008-2020 гг., находилась на уровне 10-15 % (рис. 7.3).

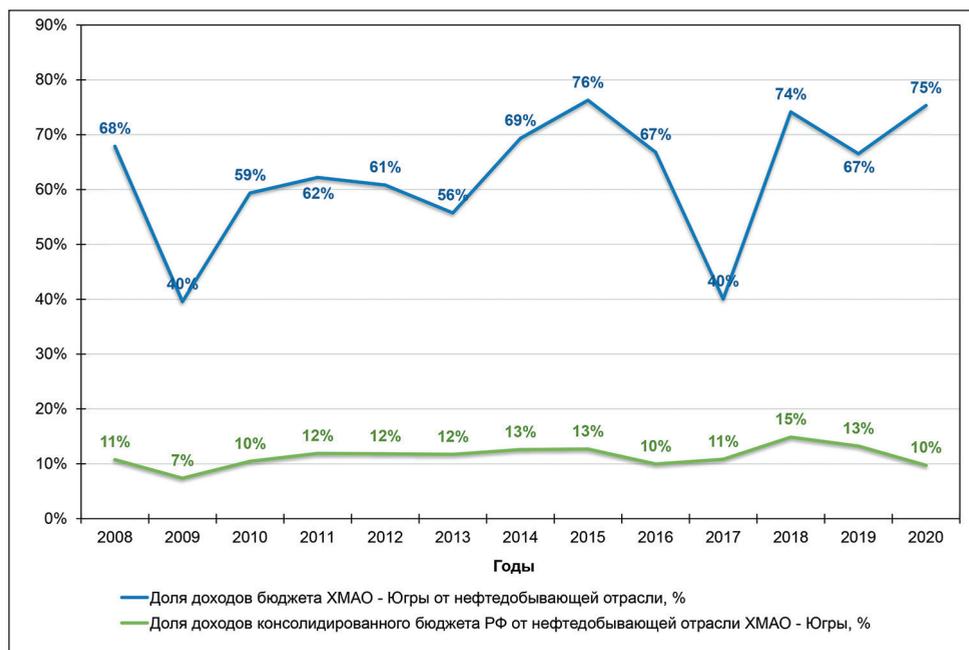


Рис. 7.3. Динамика доли доходов бюджета ХМАО – Югры и консолидированного бюджета РФ от нефтедобывающей отрасли автономного округа

Исходя из динамики, также можно отметить относительно стабильный уровень доходов консолидированного бюджета РФ в диапазоне 10–15 % в 2015–2020 гг. На уровне ХМАО – Югры диапазон доходов от ключевой для региона отрасли составляет 40–76 %. Столь существенные перепады в ежегодных доходах округа не лучшим образом влияют на планирование и развитие экономики региона, в том числе реализации долгосрочных инвестиционных проектов.

Кроме того, необходимость стабилизации налоговых поступлений в бюджет автономного округа обусловлена стимулированием роста инвестиций в основной капитал в соответствии с Указом Президента РФ от 21 июля 2020 года № 204 «О национальных целях развития Российской Федерации на период до 2030 года».

Совокупный объем налоговых поступлений в консолидированный бюджет РФ от деятельности нефтедобывающей отрасли ХМАО – Югры в 2020 году составил 2 011,32 млрд руб. Суммарная величина налогов и сборов, поступивших в региональный бюджет от добытой в автономном округе нефти, установлена на уровне 154,91 млрд руб.

**НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ В ХАНТЫ-МАНСИЙСКОМ
АВТОНОМНОМ ОКРУГЕ – ЮГРЕ В 2020 ГОДУ**

Научно-аналитический центр
рационального недропользования
им. В.И. Шпильмана

Ханты-Мансийск, 2021