

# **Вестник** **недропользователя**

**ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА - ЮГРЫ**

*Научно-аналитическому центру  
рационального недропользования  
им. В.И. Шпильмана – 30 лет!*

**№ 31  
2023 год**

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

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

**ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР**

Копытов А.Г. - канд. техн. наук.

**РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ**

Захарова Л.М., Левкович С.В.,  
Оксенойд Е.Е., Алёшин С.А.,  
Захарченко Н.Н., Олейник Е.В.,  
Печёрин Т.Н.

**ЛИТЕРАТУРНОЕ РЕДАКТИРОВАНИЕ**

Симон О.А., Путилов В.П.

**КОРРЕКТУРА**

Мистюрина Ю.В., Ядрышникова Н.А.

**КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА**

Мистюрина Ю.В.

Адрес составителя сборника  
(для направления статей, замечаний,  
предложений):

АУ «Научно-аналитический центр  
рационального недропользования  
им. В.И. Шпильмана»

625026, г. Тюмень,  
ул. Малыгина, 75, а/я 286.

Телефон: (3452) 40-57-34, факс: 40-01-91

ISSN 00868-801X

© Правительство Ханты-Мансийского  
автономного округа – Югры

АУ «Научно-аналитический центр  
рационального недропользования  
им. В.И. Шпильмана»

**Электронный адрес  
«Вестника недропользователя»  
www.oilnews.ru**

**Разработка и добыча**

*Чернобровкина И.В., Галкина Н.Ю., Кухарук Н.Ю., Ватаманюк Е.Е.*  
Мониторинг нефтяных месторождений: путь развития, новые  
подходы к разработке месторождений .....3

*Печёрин Т.Н.*  
Анализ влияния режима заводнения на нефтеотдачу .....11

*Печёрин Т.Н.*  
Влияние соотношения добывающих и нагнетательных скважин в  
системе заводнения на нефтеотдачу продуктивных пластов .....19

**Экология**

*Алёшин Г.А., Пуртов В.А.*  
Анализ ежеквартальной отчётности водопользователей  
ХМАО – Югры: некоторые результаты и перспективы совместной  
деятельности АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» и Департамента  
недропользования и природных ресурсов ХМАО – Югры .....38

*Ремень Н.С., Пуртов В.А.*  
Анализ мониторинговых работ факельных установок по данным  
дистанционного зондирования Земли на территории  
Ханты-Мансийского автономного округа – Югры .....43

**Математическое моделирование**

*Сидоров Андрей Андреевич*  
От структурного каркаса к интегрированной цифровой модели:  
автоматизация технологических цепочек .....57

**Экономика**

*Захарченко Н.Н., Тихонова М.В., Печерин Т.Н.*  
Актуальные направления совершенствования режима НДД  
на примере участков ХМАО – Югры .....67

*Рыльчикова С.Л., Евлаш К.В., Таркова Н.Л.,*  
*Тихонова М.В., Шагидулина З.Н., Поповская В.Г.*  
Лицензирование недр Ханты-Мансийского автономного округа –  
Югры: итоги трёх десятилетий (аналитический обзор) .....76

**К юбилею ЦРН**

*Чернобровкина Л.А.*  
К 30-летию НАЦ РН им. В.И. Шпильмана ..... 104

*Кузьменков С.Г.*  
К 30-ЛЕТИЮ НАЦ РН ..... 105

## МОНИТОРИНГ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: ПУТЬ РАЗВИТИЯ, НОВЫЕ ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Чернобровкина Ирина Васильевна, Галкина Наталья Юрьевна,  
Кухарук Наталья Юрьевна, Ватаманюк Евгений Евгеньевич

Автономное учреждение ХМАО – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», Ханты-Мансийск – Тюмень, Российская Федерация

В середине прошлого столетия героическими усилиями большой армии энтузиастов – научных работников, геологов, геофизиков, буровиков, строителей на территории Ханты-Мансийского автономного округа был открыт целый ряд крупных и высокопродуктивных нефтяных месторождений, которые позволили создать новый нефтедобывающий комплекс России.

Развитие нефтяной промышленности в ХМАО – Югре существенно повлияло на экономику региона и всей страны в целом. Добыча нефти стала одной из основных отраслей промышленности и источником значительного экономического роста, способствовала развитию других смежных отраслей и созданию множества рабочих мест.

В 90-е годы XX столетия в новых экономических и политических условиях перед правительством округа встала задача соблюдения интересов государства при разработке недр нефтяными компаниями, работающими на его территории. Решение этого вопроса было невозможно без контроля и научного сопровождения, обеспечивающего прозрачность процесса освоения и эксплуатации недр недропользователями.

28 сентября 1993 г. администрацией ХМАО – Югры принято решение об организации Научно-аналитического центра рационального недропользования. В его составе было создано Отделение разработки нефтяных месторождений для обеспечения руководства автономного округа достоверной

информацией, по вопросам разработки нефтяных месторождений, необходимой для принятия управленческих решений, направленных на рациональное и эффективное использование открытых запасов нефти в интересах населения как автономного округа, так и Российской Федерации в целом.

Благодаря совместной работе руководства округа и аналитического центра с нефтедобывающими компаниями, разработан регламент сбора информации о разработке месторождений, который, в свою очередь, способствовал созданию в 1996 г. программного комплекса «Мониторинг разработки нефтяных месторождений».

В состав комплекса вошли:

- база данных о добыче углеводородов и закачки воды по скважинам округа (МЭР);
- база данных мониторинга разработки ХМАО – Югры;



## РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

– база объёмов геолого-технических мероприятий (ГТМ) и исследований по изучению процесса разработки;

– база данных проектных решений и технологических показателей разработки по лицензионным участкам и недропользователям округа.

За создание многоуровневой информационной системы, сотрудникам отделения мониторинга разработки нефтяных месторождений в 2004 году была присвоена областная премия В.И. Муравленко [1].

Это информационное обеспечение позволило отслеживать процесс разработки, выполнение проектных решений, судить об использовании разведанных запасов и прогнозировать нефтедобычу по месторождениям, лицензионным участкам, недропользователям и в целом по округу на среднесрочную и долгосрочную перспективу.

Более 55 лет осуществляется добыча нефти из месторождений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, на его

территории открыто около 480 месторождений углеводородов. На протяжении многих лет округ обеспечивает значительную часть не только российской, но и мировой нефтедобычи. Сегодня доля округа составляет 42 % от совокупной добычи в России. Если брать вклад округа в мировую добычу нефти, то этот показатель достигает около 4 %.

Добыча нефти из месторождений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры началась в мае 1964 года, и с этого времени весь период разработки можно условно поделить на несколько основных этапов.

С 1964 по 1982 годы было отмечено значительное увеличение добычи нефти, благодаря освоению и введению в эксплуатацию крупных месторождений: Мамонтовского, Самотлорского, Усть-Балыкского, Фёдоровского, Ватинского, Мегионского. С 1983 по 1988 годы был период стабильной добычи, с объёмом около 350-360 млн т в год. В период с 1989 по

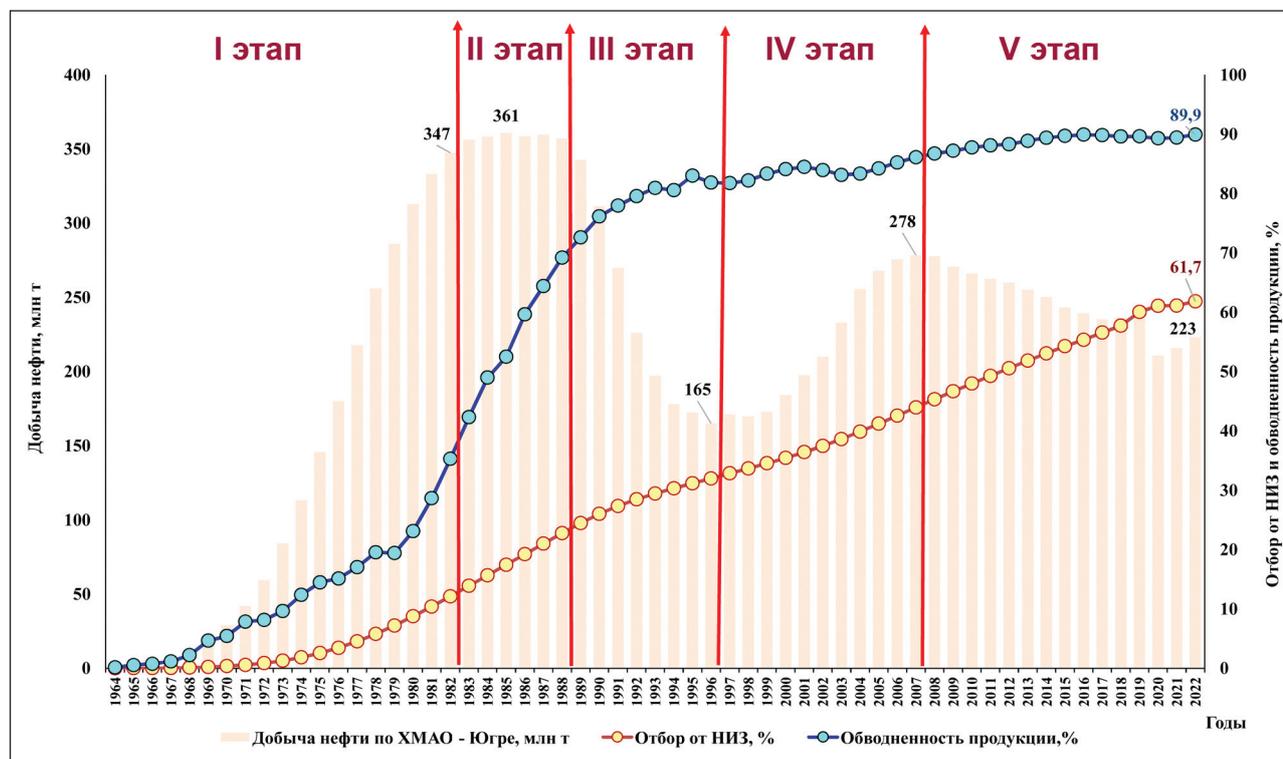


Рис. 1. Динамика добычи нефти по ХМАО – Югре

1996 годы произошло резкое снижение годового объёма добычи нефти до 165 млн т из-за изменений в общественной сфере в России. С 1997 года начался второй этап роста годовой добычи нефти, который достиг к 2007 году уровня в 278 млн т.

Следующий этап характеризуется постоянным снижением добычи нефти с 2008 года и переходом к относительной стабилизации отборов с 2017 года. В 2020 году из-за пандемии произошло глобальное снижение спроса на нефть, и страны ОПЕК+ заключили соглашение о сокращении добычи почти на 10 млн барр/сут. В результате этого добыча в округе снизилась более чем на 10 %. С начала 2021 года начался новый рост годовой добычи в округе (на 2-3 % в год), и за 2022 год было добыто 223 млн т нефти с конденсатом. В целом с начала разработки нефтяных месторождений было отобрано более 12 млрд т нефти (рис. 1) [1].

За последние два десятилетия произошли глобальные изменения в нашей жизни. Мы стали свидетелями появления облачных технологий, мобильного интернета, 3D печати и искусственного интеллекта. Это, в свою очередь, привело к изменениям и в нефтегазовой отрасли – изменились подходы, методы и технологии разработки месторождений.

Изменилась структура запасов и доля, которую можно легко извлечь или кото-

рая считается традиционной, постоянно уменьшается. На этом фоне одной из главных задач нефтяных компаний в ХМАО – Югре является поиск и применение инновационных технологий для разработки месторождений со сложными геолого-физическими условиями, поскольку доля высокопродуктивных месторождений и нефтегазоносных комплексов, определявших прирост уровней добычи нефти ранее, постепенно снижается [2].

Отечественными нефтяными компаниями освоена технология бурения скважин с горизонтальным окончанием и применением многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП), которая позволяет получить больший объём добываемой нефти, а также вовлекать в активную разработку трудноизвлекаемые запасы (ТриЗ), ранее считавшиеся низкопродуктивными, чья выработка рассматривалась как неэффективная с экономической точки зрения.

Необходимо отметить, что за период с 2012 по 2022 годы доля ввода новых горизонтальных скважин, включая боковые стволы, значительно возросла. Если в 2012 году эта доля составляла около 23,6 % от общего объёма ввода скважин в эксплуатацию, то в 2022 году она достигла 70 % (рис. 2).

Кроме того, годовая добыча нефти из этой группы скважин также значительно

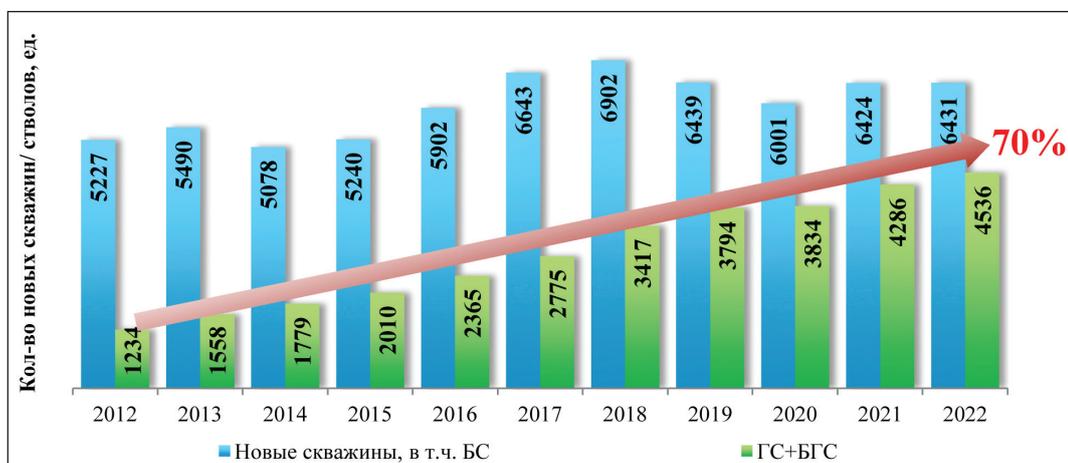


Рис. 2. Динамика ввода новых скважин по ХМАО – Югре

## РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

увеличилась. В 2012 году она составляла 6 млн тонн, а в 2022 году уже достигла 19.4 млн тонн, то есть 81 % от общей добычи новыми скважинами, включая боковые стволы (рис. 3). Таким образом, результаты последних лет подтверждают растущую

востребованность и успешное применение данной технологии российскими нефтяными компаниями.

Вклад в добычу трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) увеличивается с каждым годом и на сегодняшний момент составляет

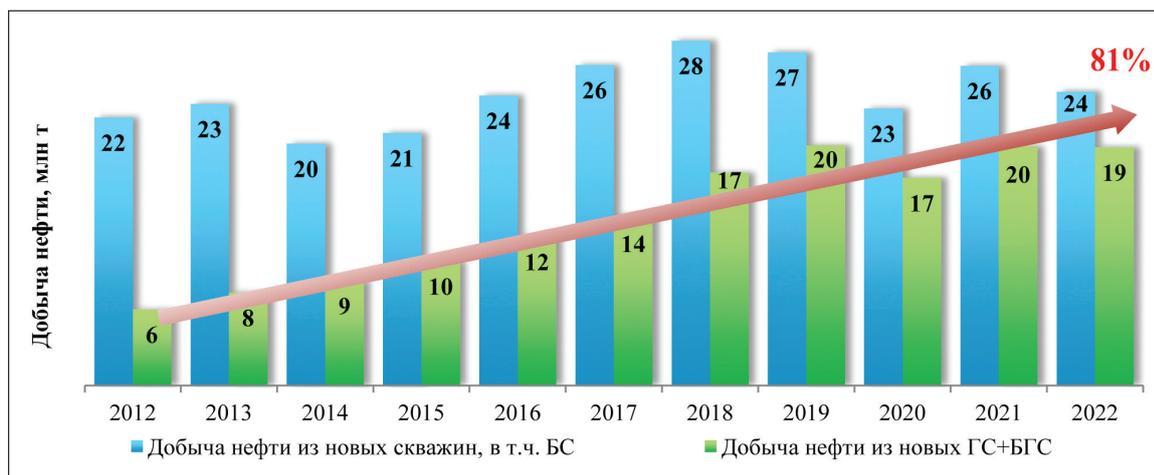


Рис. 3. Динамика добычи из новых скважин по ХМАО – Югре

25 % от общего годового объёма добычи нефти в регионе (рис. 4).

Благодаря применению технологии бурения горизонтальных скважин с МГРП удалось вовлечь в разработку запасы из низкопроницаемых коллекторов ачимовской толщи, тюменской и баженовской

свит. Это позволило увеличить долю добычи трудноизвлекаемых запасов в регионе и повысить объём добычи нефти в целом.

Одним из наиболее перспективных видов ТриЗ являются отложения ачимовской толщи. Запасы традиционного типа содержатся в песчаных и карбонатных породах, и нефть в них сосредоточена в едином резервуаре. Ачимовская толща представляет собой чередование плотных мелкозернистых песчаников и глин. Нефть в них распределена неоднородно, пласты разрозненные, а геологическое строение гораздо сложнее. Ачимовские отложения охватывают практически всю Западную Сибирь и имеют региональное развитие.

С точки зрения сложности разработки они занимают промежуточное положение между традиционными пластами и более древними и сложными отложениями баженовской свиты. По проницаемости, т.е.

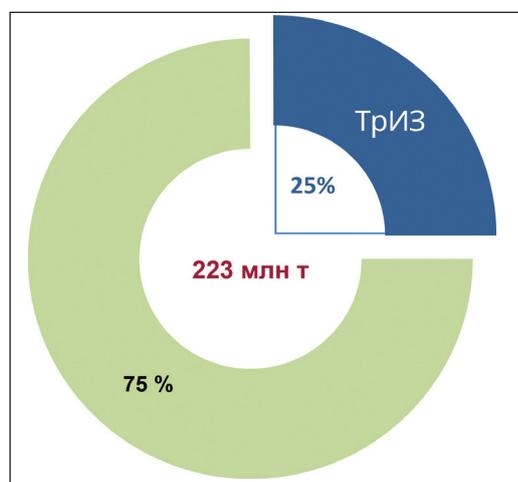


Рис. 4. Добыча нефти за 2022 год в ХМАО – Югре

по способности проводить жидкость и газ, ачимовка гораздо сложнее поддается освоению, чем традиционные породы. При этом она значительно легче для разработки в сравнении с трудноизвлекаемым баженом [3].

Активное вовлечение отложений ачимовской толщи в разработку началось ещё в 1980-е гг., однако годовые отборы составляли порядка 1 млн т и ниже. В результате 18-летнего периода непрерывного роста добыча нефти из ачимовских отложений превысила 20 млн т. Последние 12 лет отборы нефти из ачимовской толщи держатся на относительно стабильном уровне – у отметки 19-22 млн т в год (рис. 5).

Запасы тюменской свиты также относят к ТриЗам. Такие запасы сосредоточены в сложных геологических условиях, характеризуются очень низкой проницаемостью и продуктивностью. Еще 15 лет назад добыча из тюменской свиты составляла порядка 1-3 млн т в год без устойчивых тенденций. Активное разбуривание и наращивание добычи из среднеюрских пластов месторождений ХМАО – Югры началось с 2001 года. К 2022 году добыча выросла до 34.3 млн т (рис. 6).

В баженовской свите сконцентрирована большая часть горючих сланцев России, содержащих как твёрдое органическое вещество (кероген), так и жидкую легкую нефть низкопроницаемых коллекторов.

По отложениям баженовско-абалакского НГК в 2022 году достигнут максимальный уровень добычи – 1.13 млн т. В то же время, из-за крайне неблагоприятных геолого-физических условий вклад этих пластов в общую добычу по округу остаётся небольшим – менее 1 % (рис. 7).

Учитывая динамику последнего десятилетия, мы можем прогнозировать, что вклад технологии бурения с горизонтальным окончанием к 2030 году достигнет отметки более 80 % от суммарного бурения и ввода новых эксплуатационных скважин в ХМАО – Югре.

Согласно прогнозам отделения мониторинга разработки месторождений, добыча нефти в 2030 году ожидается на уровне 195 млн тонн, при сохранении текущих объёмов эксплуатационного бурения. В долгосрочной перспективе следует ожидать снижения добычи, на что указывают результаты прогнозирования, приведённые на рисунке 8. Один из прогнозов

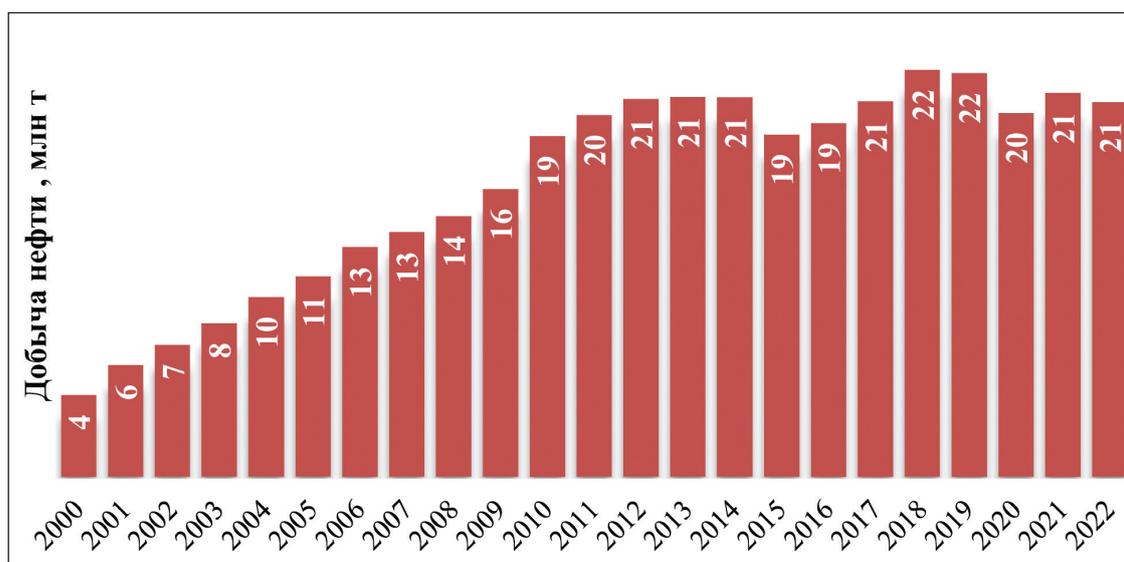


Рис. 5. Динамика добычи нефти с конденсатом из отложений ачимовской толщи

## РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

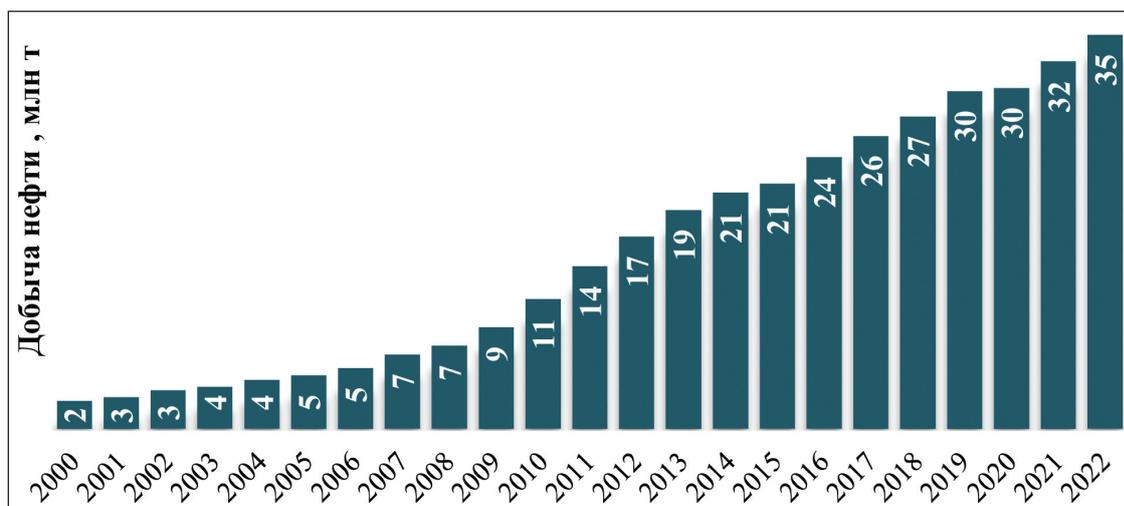


Рис. 6. Динамика добычи нефти из отложений тюменской свиты (среднеурский НГК)

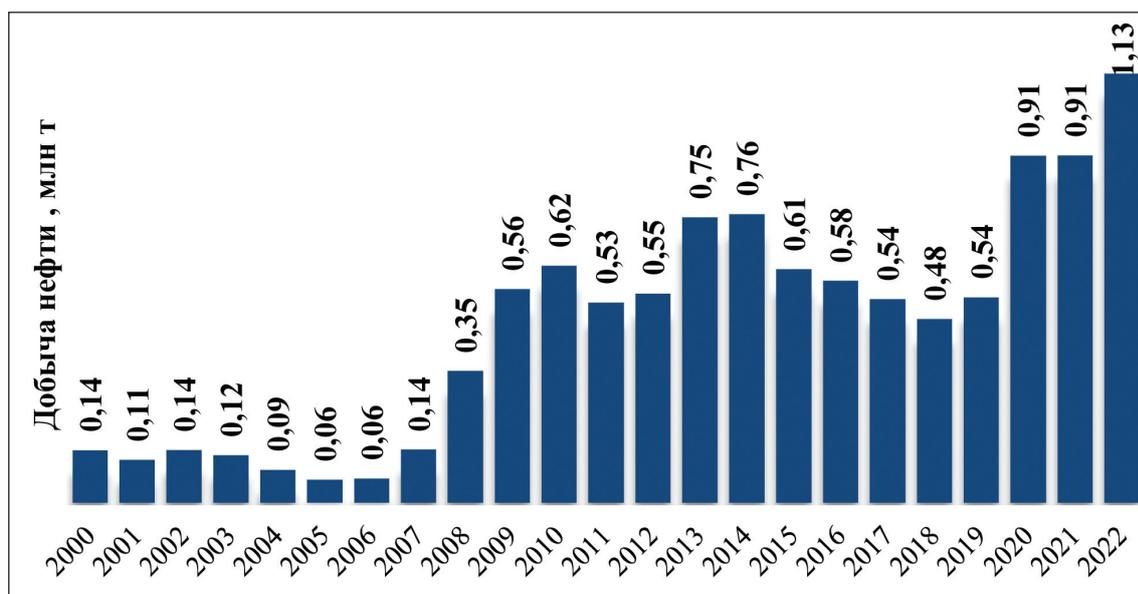


Рис. 7. Динамика добычи нефти из отложений баженово-абалакского НГК

основан на показателях утверждённых проектных документов, второй – разработан специалистами НАЦ РН им. В.И. Шпильмана в 2008 году, с использованием данных по фактической добыче.

В обоих случаях показатели в основном близки к фактическим, что подтверждает их достоверность. Превышение прогнозной добычи в 2018-2019 гг. было

скомпенсировано снижением отборов в 2020-2021 гг. из-за ограничений добычи по странам ОПЕК+. Планы недропользователей направлены на возвращение к прогнозному уровню.

Прогнозные ожидания показывают, что Ханты-Мансийский автономный округ – Югра обладает высоким потенциалом добычи нефти и будет оставаться

РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

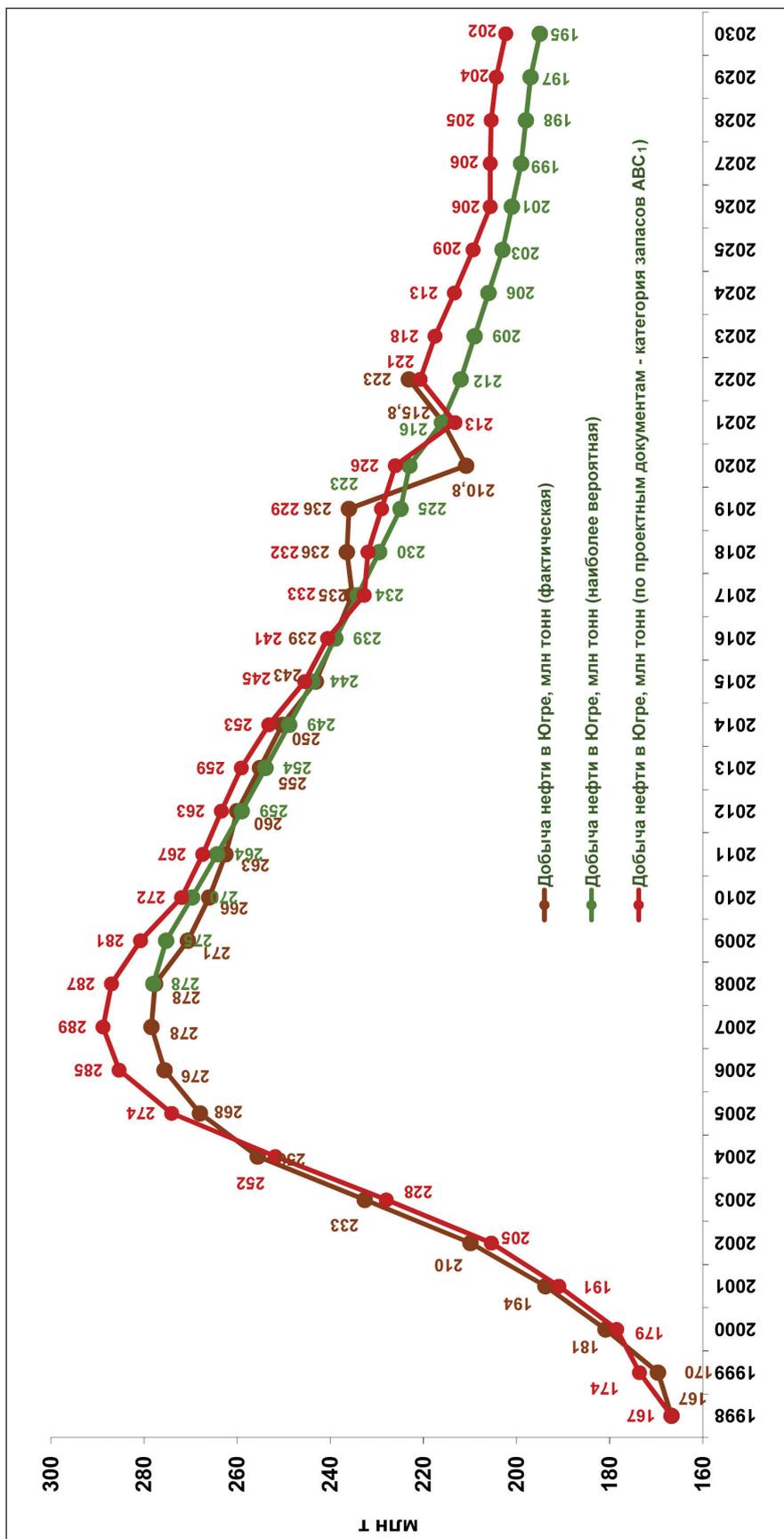


Рис.8. Динамика фактической и прогнозной добычи нефти

ведущим российским нефтедобывающим регионом на долгое время.

Изменение структуры минерально-сырьевой базы требует преобразования привычных подходов во всех направлениях: научных разработках, производственных процессах, методах геологического изучения, технической базе.

Для эффективной разработки и использования этого потенциала необходимо следующее:

– *развитие научных исследований*: продолжить разработку и внедрение новых научных методов и технологий, направленных на оптимизацию процессов добычи и повышение эффективности использования ресурсов;

– *повышение производственной эффективности*: необходимо совершенствовать производственные процессы, применяя современные технологии и методы автоматизации, для увеличения объёмов добычи и сокращения затрат;

– *улучшение геологического изучения*: следует активно применять современные методы геологического исследования, в том числе геофизические исследования и моделирование, для более точного определения месторождений и оптимизации их разработки;

– *развитие технической базы*: необходимо обновлять и модернизировать оборудование для добычи и переработки сырья, чтобы повысить его производительность и надёжность.

Более того, меняющиеся условия разработки месторождений и повышение требований к экологической безопасности предполагают необходимость развития новых более экологически чистых технологий добычи и переработки сырья. Это включает в себя использование альтернативных источников энергии, снижение выбросов и рациональное обращение с отходами. Такие инновации помогут созданию экологической безопасности и обеспечению устойчивого развития региона.

## ЛИТЕРАТУРА

1. **Толстолыткин, И. П.** Этапы освоения нефтяных месторождений ХМАО – Югры: 1964-2017 гг. / И.П. Толстолыткин. – Текст : непосредственный // Недропользование XXI век. – 2018. – №4 (74). – С. 70-75.

2. **Толстолыткин, И. П.** Оценка добычного потенциала нефтяных месторождений ХМАО – Югры в современных условиях / И.П. Толстолыткин, Н.В. Мухарлямова, Т.Н. Печёрин, М.В. Стрельченко. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: материалы XXII научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2019. – Т.1. – С. 15-23.

3. **Кузьменков, С. Г.** Идентификация трудноизвлекаемых запасов нефти Югры / С.Г. Кузьменков, Ю.А. Кузьмин, П.А. Стулов, Р.Ш. Аюпов, В.И. Булатов, Н.О. Игенбаева, В.И. Исаев, Г.А. Лобова. – Текст : непосредственный // Геофизический журнал. – 2018. – Т. 41. – № 4. – С. 114-124.

## АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ РЕЖИМА ЗАВОДНЕНИЯ НА НЕФТЕОТДАЧУ

*Печёрин Тимофей Николаевич*

*Автономное учреждение ХМАО – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», Тюмень, Российская Федерация*

В статье даётся оценка зависимости показателей нефтеотдачи высокообводнённых нефтесодержащих пластов от соотношения объёмов нагнетаемой воды и отбора пластовых флюидов. На этой основе предлагается оптимальное решение по компенсации отборов в зависимости от фазового состава притока.

*Ключевые слова: заводнение, нефтеотдача.*

Прежде всего, необходимо напомнить общеизвестные факты, касающиеся нагнетания воды в нефтеносный пласт.

Согласно петрофизическим исследованиям кернового материала, вода, фильтруясь через пористую среду, вытесняет содержащуюся в ней нефть. Данное обстоятельство свидетельствует в пользу нагнетания как можно больших объёмов воды – поскольку тем самым должны обеспечиваться максимальные отборы нефти.

С другой стороны исследования по контролю процессов разработки (трассерные, промыслово-геофизические, а также анализ проб воды) показали, что именно нагнетаемая вода служит основным источником обводнения добываемой продукции – и, как следствие, причиной роста стоимости добычи. Соответственно, по мере роста обводнённости объёмы нагнетания воды целесообразно ограничивать.

Третий факт основан на теоретических представлениях о подземной гидродинамике [1] и физике пласта [2], а прежде всего на уравнении материального баланса и формуле Дюпюи. Согласно последней, чем выше пластовое давление, тем больше приток. Обеспечить же поддержание пластового давления (как следует из уравнения материального баланса) возможно при условии, если добываемые

пластовые флюиды будут компенсироваться максимально полно.

Наконец, как отмечается в работах Медведского [3], чрезмерная компенсация ведёт к повышению пластового давления и, как следствие, к самопроизвольному гидроразрыву пласта, на что также указывают результаты исследования напряжённо-деформационного состояния горных пород [4]. При этом фильтрация нагнетаемой воды сопровождается развитием каналов высокой проводимости, что в свою очередь обуславливает избирательный характер вытеснения нефти, в связи с чем увеличение пластового давления и, соответственно, перекомпенсация отборов крайне нежелательны.

Таким образом, имеет место очевидное противоречие. С одной стороны воды следует нагнетать как можно больше, поскольку без этого не обеспечить высокие отборы нефти и нефтеотдачу. С другой – объёмы нагнетания следует ограничивать во избежание ухудшения состояния разработки – чрезмерного обводнения, прорывов воды, избирательного вытеснения.

Популярным решением здесь является обеспечение баланса добычи и нагнетания, т.е. компенсация на уровне 100 %. Однако и оно не лишено недостатков. Прежде всего, такой подход не учитывает

## РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

(и, соответственно, не позволяет использовать) добычные возможности естественного режима. Кроме того, даже при сбалансированной системе заводнения не исключается локальное увеличение пластового давления – прежде всего в зоне нагнетания. Наконец на поздних стадиях разработки, когда добываемая продукция состоит по большей части из воды, компенсация отборов равносильна циркуляции воды между нагнетательными и добывающими скважинами, что лишь ведёт к росту эксплуатационных расходов.

Цели настоящего исследования заключаются в установлении характера связи между объёмами нагнетаемой воды и показателями нефтеотдачи пластов, а также в оценке количественных характеристик заводнения, обеспечивающих максимальный уровень нефтеотдачи.

В качестве материала для исследования использованы показатели разработки 158 эксплуатационных объектов на месторождениях ХМАО – Югры. Обводнённость объектов превысила 97 %, что близко к принятому предельному значению [5]. Следовательно, ожидать существенного увеличения нефтеотдачи по сравнению с уже достигнутыми показателями не стоит. На объектах выборки отобрано 3.4 млрд т нефти, начальные геологические запасы по сумме категорий составляют 8.6 млрд т – соответственно 30.7 и 36.5 % от распределённого фонда недр по округу. Присутствуют пласты разной стратиграфической принадлежности – неокомские, сеноманские, ачимовские, юрские и доюрские.

Рассматривая в первую очередь 10 объектов с наиболее высоким (больше 0.5 доли ед.) коэффициентом извлечения нефти, необходимо отметить следующее. По двум из этих объектов заводнение отсутствует. Ещё по одному накопленная компенсация отборов составляет 50.3 %. С накопленной компенсацией от 85 до 100 % разрабатываются 6 объектов и ещё по одному этот показатель составил 108.2 %.

Иными словами, компенсация в 100 % не является обязательным условием достижения высокой нефтеотдачи, поскольку по большинству объектов она явно ниже данной отметки.

В масштабе всей выборки однозначная зависимость между показателями нефтеотдачи и накопленной компенсацией отборов жидкости не прослеживается (рисунки 1-2) – корреляция положительная, но слабая. Кроме того даже оптимальные интервалы накопленной компенсации выделить затруднительно. Наибольшие показатели нефтеотдачи достигаются либо при компенсации от 50 до 120 %, либо при нулевой или близкой к нулю компенсации, когда заводнение отсутствует или прекращено на ранней стадии.

При компенсации больше 100-120 % прослеживается тенденция к снижению показателей нефтеотдачи.

Важно отметить, что почти или полностью без заводнения разрабатываются, главным образом, небольшие объекты (рис. 3), на которые в наибольшей степени способна повлиять активность пластовых вод. Крупные же объекты тяготеют к разработке с компенсацией около 100 % и выше.

Кроме того в большинстве случаев показатели нефтеотдачи объектов без заводнения низкие (рисунки 4-5), а наибольшие показатели нефтеотдачи достигнуты по объектам, где компенсация составляет от 90 до 100 % с начала разработки, т.е. объёмы нагнетания должны быть немного меньше отборов пластовых флюидов. Здесь нельзя не отметить, что при естественном режиме КИН примерно на порядок ниже, чем при заводнении. Соответственно, недокомпенсация около 10 % равносильна использованию потенциала естественного режима.

Остаётся вопрос, при каком состоянии и стадийности разработки этот потенциал может быть использован с наибольшей эффективностью.

Очевидно, что на стадии растущей добычи, когда приток к скважине по большей

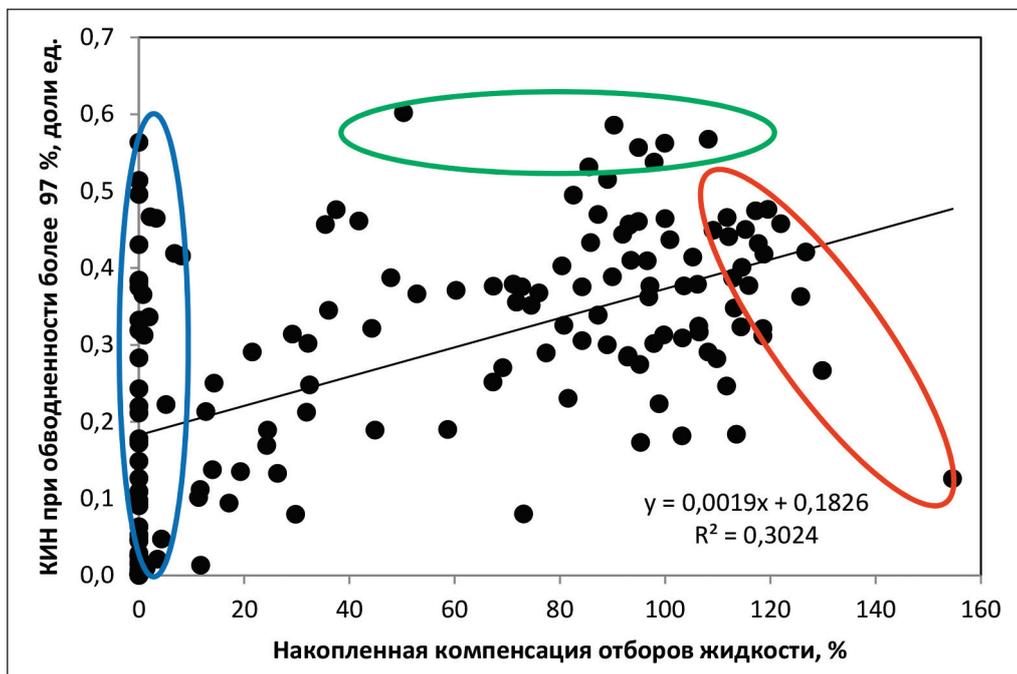


Рис. 1. Оценка зависимости достигнутого коэффициента извлечения нефти от накопленной компенсации отборов жидкости по объектам с обводнённостью не менее 97 %

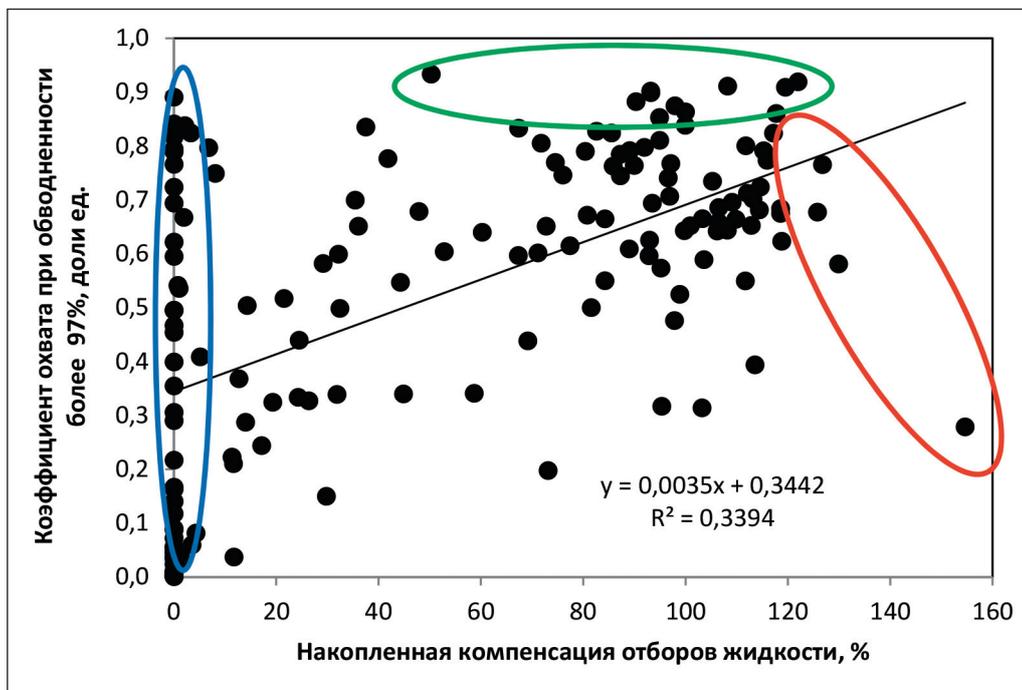


Рис. 2. Оценка зависимости достигнутого коэффициента охвата от накопленной компенсации отборов жидкости с обводнённостью не менее 97 %

## РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА



Рис. 3. Распределение количества объектов и их начальных геологических запасов в зависимости от накопленной компенсации отборов жидкости

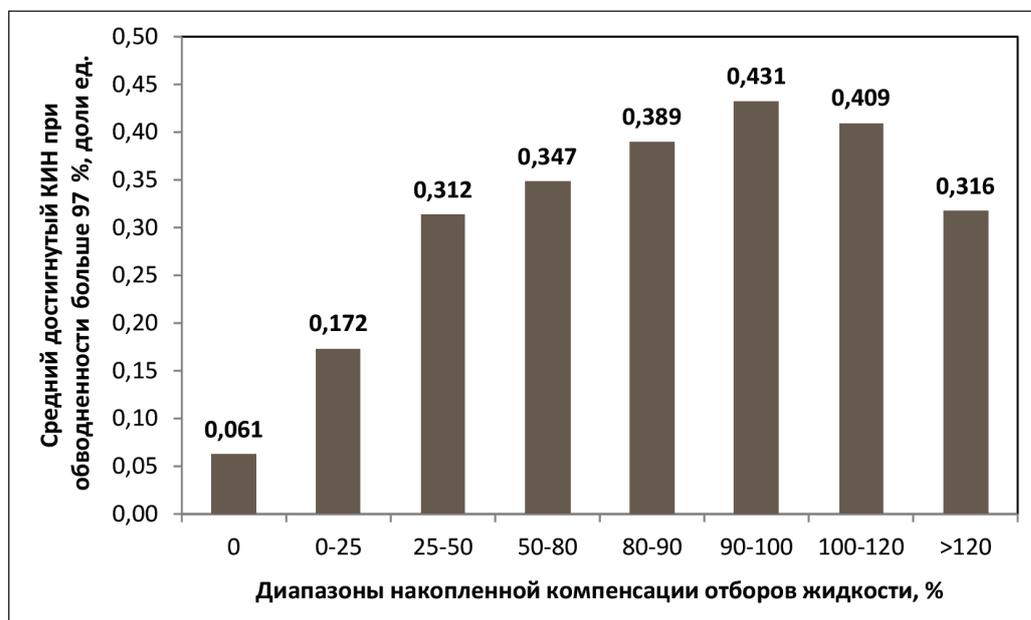


Рис. 4. Распределение коэффициентов извлечения нефти по объектам в зависимости от накопленной компенсации отборов жидкости

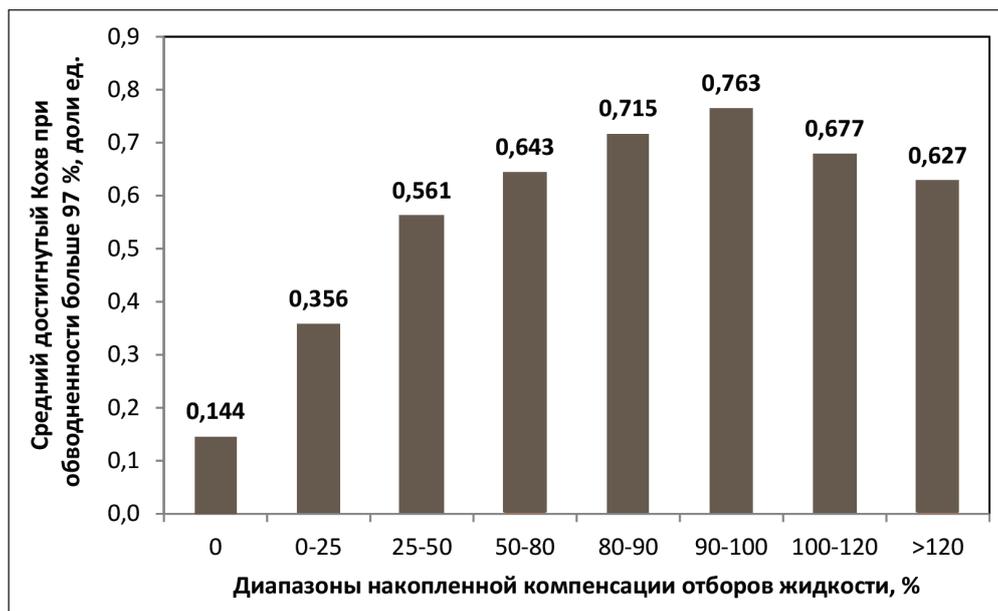


Рис. 5. Распределение коэффициентов охвата по объектам в зависимости от накопленной компенсации отборов жидкости

части состоит из нефти, нагнетание в меньших объёмах, чем отбирается флюидов малоэффективно, поскольку ведёт к снижению пластового давления, депрессий скважин и, соответственно, отборов. Напротив, при высокой и растущей обводнённости снижение объёмов нагнетания способствует ограничению притока воды. Потому необходимой представляется привязка объёмов нагнетания к составу притока и прежде всего отборам нефти – чем меньше добывается нефти, тем меньше воды следует нагнетать в пласт.

Между тем связь нефтеотдачи и накопленной компенсации отборов нефти еще менее выражена, чем в случае с компенсацией отборов жидкости (рисунки 6-7).

Наибольшие значения КИН и коэффициента охвата соответствуют накопленной компенсации отборов нефти от 160 до 600-700 %, а тенденция на снижение нефтеотдачи прослеживается при более 800 %, когда накопленные объёмы нагнетаемой воды в пластовых условиях более чем в 8 раз превышают накопленные отборы нефти.

Иначе говоря, объёмы нагнетаемой воды при эффективной системе заводнения за период разработки кратно превосходят отборы нефти. Однако с самого начала нефтедобычи (когда доля нефти в потоке близка к 1) компенсировать её отборы в несколько раз большими объёмами воды крайне нежелательно, поскольку равносильно перекомпенсации, причём многократной.

В качестве решения предлагается подход, при котором отборы нефти компенсируются полностью (на 100 %), а отборы попутной воды частично – в соответствии с уравнением:

$$Q_{inj} = Q_o \frac{b_o}{\rho_o} + Q_w \cdot x,$$

где  $Q_{inj}$  – объёмы нагнетания воды,  $Q_o$  – массовые отборы нефти,  $Q_w$  – отборы попутной воды,  $b_o$  – объёмный коэффициент нефти,  $\rho_o$  – поверхностная плотность нефти, а  $x$  – компенсируемая доля отборов воды (меньше 1). По мере обводнения добываемой продукции коэффициент

## РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

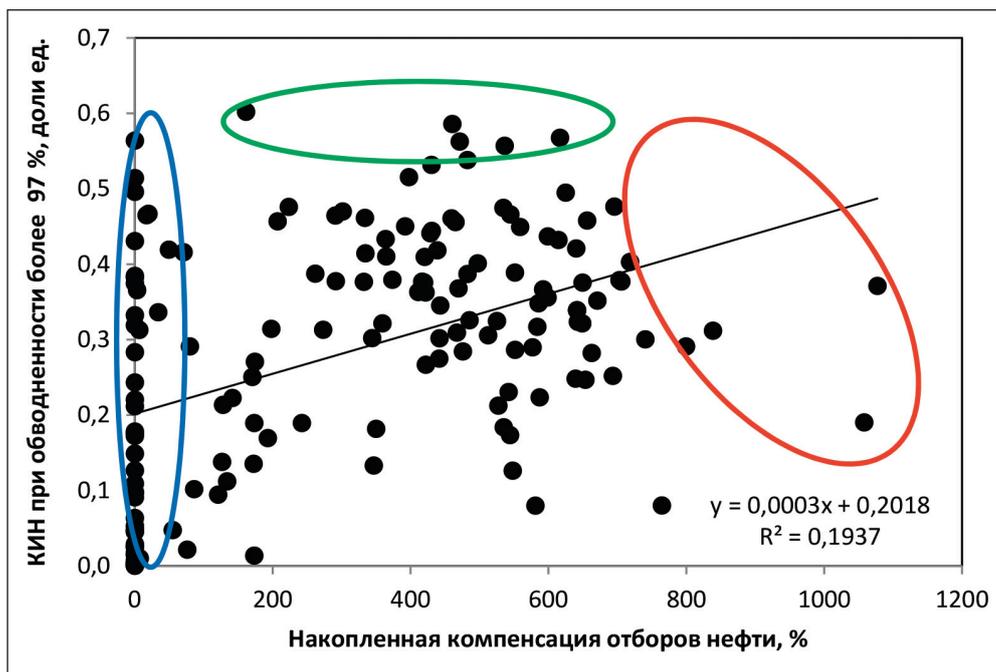


Рис. 6. Оценка зависимости достигнутого коэффициента извлечения нефти от накопленной компенсации отборов нефти по объектам с обводнённостью не менее 97 %

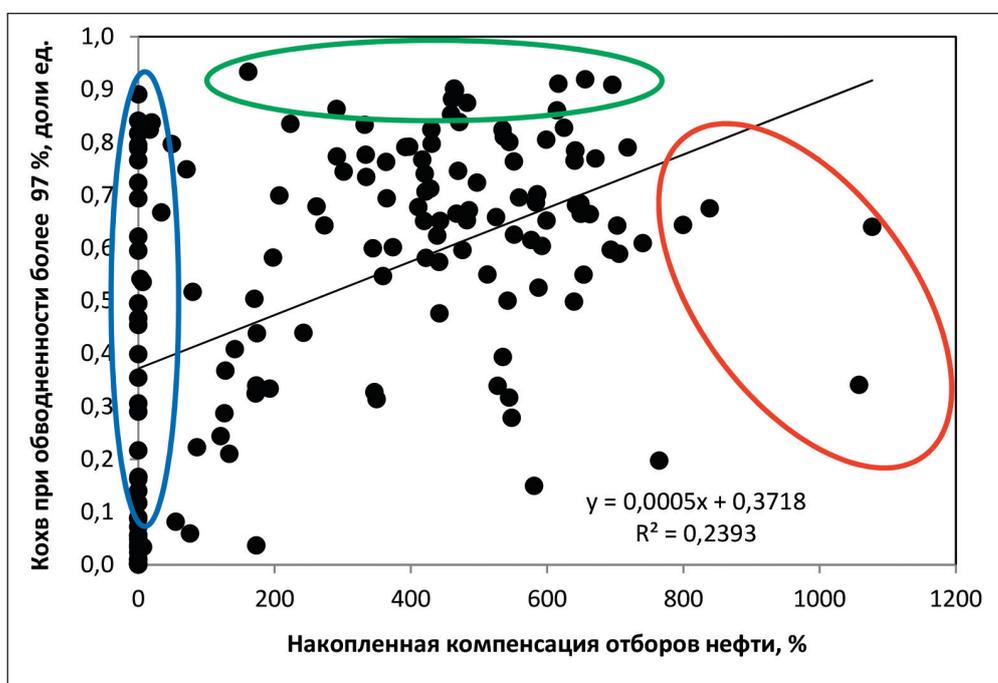


Рис. 7. Оценка зависимости достигнутого коэффициента охвата от накопленной компенсации отборов нефти по объектам с обводнённостью не менее 97%

текущей компенсации нужно снижать от 100 % до  $x$ .

Возвращаясь к 10 объектам, коэффициенты извлечения нефти по которым достигли наибольших значений, можно отметить следующее. По двум из этих объектов параметр  $x$  ниже нуля. Заводнение по ним отсутствовало, а, следовательно, не компенсировались отборы не только воды, но и нефти. Ещё по одному объекту компенсируемая доля отборов воды составила 0.3 и по одному – больше 1. По 6 объектам (т.е. большинству) значение  $x$  составило от 0.8 до 1.

В масштабе уже всей выборки наиболее высокие показатели нефтеотдачи соответствуют компенсируемой доле отборов воды от 0.8 до 0.9 (таблица 1), что делает указанный режим заводнения опти-

мальным. Конкретное значение того или иного объекта может определяться либо расчётным путём (через сопоставление целевого значения КИН и добычных возможностей естественного режима), либо эмпирически. В последнем случае решать данную задачу следует в рамках контроля состояния разработки, в т.ч. энергетического состояния продуктивных пластов.

Необходимость компенсации меньше 100 % на первый взгляд противоречит тезису о максимальной прокачке, как способу обеспечения как можно больших отборов нефти. Вместе с тем, как показывает опыт разработки, большой объём добываемой воды (в т.ч. компенсируемый объём) может быть достигнут при высоком коэффициенте извлечения нефти в т.ч. в сочетании с меньшим накопленным

Таблица 1

Оценка оптимальных значений компенсируемой доли воды в зависимости от показателей нефтеотдачи

Интервал значений компенсируемой доли воды	КИН при обводнённости не менее 97 %		K <sub>охв</sub> при обводнённости не менее 97 %	
	Интервал значений	Среднее	Интервал значений	Среднее
0.9 – 1.0	0.173 – 0.557	0.392	0.317 – 0.902	0.733
0.8 – 0.9	0.300 – 0.586	0.434	0.550 – 0.882	0.756
0.5 – 0.8	0.080 – 0.403	0.316	0.198 – 0.833	0.653

Таблица 2

Сопоставление показателей накопленного водонефтяного фактора и кратности прокачки геологических запасов в зависимости от интервалов компенсируемой доли отборов воды

Интервал значений компенсируемой доли воды	Кратность прокачки геологических запасов		Накопленный водонефтяной фактор	
	Интервал значений	Среднее	Интервал значений	Среднее
0.9 – 1.0	0.9 – 3.0	1.7	4.0 – 8.2	4.9
0.8 – 0.9	1.4 – 3.1	1.9	3.9 – 10.3	5.6
0.5 – 0.8	0.6 – 4.0	1.6	5.3 – 24.3	7.6

водонефтяным фактором. При этом сам накопленный водонефтяной фактор обязательно имеет положительную корреляцию с компенсацией отборов.

Как показано в таблице 2, при компенсируемой доле отборов воды от 0.8 до 0.9 (оптимальной) кратность прокачки геологических запасов в среднем выше, чем по соседним интервалам  $x$ , тогда как накопленный водонефтяной фактор ниже, чем при компенсации отборов воды от 0.5 до 0.8.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. **Медведский, Р. И.** Теоретические основы гидромеханики нефтяного пласта: монография / Р.И. Медведский. – Екатеринбург : ИздатНаукаСервис, 2008. – 284 с. – ISBN 5-98123-027-42. – Текст : непосредственный.
2. **Котяхов, Ф. И.** Основы физики нефтяного пласта / Проф. Ф.И. Котяхов. – Москва : Гостоптехиздат, 1956. – 363 с. – Текст : непосредственный.
3. **Медведский, Р. И.** Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным / Р.И. Медведский, А.А. Севастьянов. – СПб. : Недра, 2004. – 192 с. – Текст : непосредственный.
4. **Севастьянов, А. А.** Влияние напряжённо-деформированного состояния горных пород на выработку запасов и технологические решения / А.А. Севастьянов, П.А. Лаптев, Т.Н. Печёрин. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа: материалы XI научной конференции. – Ханты-Мансийск: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2008. – Т.2. – С. 342-346.
5. Российская Федерация. Министерство природных ресурсов и экологии. Об утверждении правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья : Приказ МПР РФ от 20.09.2019 г. № 639 – Текст : электронный // ГАРАНТ : сайт. – URL: <https://base.garant.ru/72804616/?ysclid=lfutq6ysxt229991608>.

## ВЛИЯНИЕ СООТНОШЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН В СИСТЕМЕ ЗАВОДНЕНИЯ НА НЕФТЕОТДАЧУ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Печёрин Тимофей Николаевич

Автономное учреждение ХМАО – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», Тюмень, Российская Федерация

Необходимость заводнения, т.е. нагнетания в пласт воды вызвана тем, что за счёт упругой энергии пласта может быть извлечена лишь небольшая часть содержащейся в нём нефти. При этом существует проблема обоснования характеристик системы заводнения и прежде всего оптимальной доли скважин, переводимых в нагнетательный фонд. Очевидно, что избыточное количество таких скважин может привести с одной стороны к бесполезному расходу воды, с другой – обусловить низкий темп выработки запасов из-за недостатка добывающего фонда. Разработка при таких условиях может оказаться экономически неэффективной. Нерациональным представляется и сведение нагнетательного фонда к минимуму, поскольку в этом случае нагнетательных скважин может оказаться недостаточно для компенсации отбираемых пластовых флюидов. Отсутствие же компенсации неизбежно ведёт к ухудшению энергетического состояния объекта.

Кроме того важно отметить, что система заводнения редко бывает статичной. На начальной стадии разработки, в процессе разбуривания на объекте формируется регулярная система заводнения – приконтурная, рядная или площадная [1]. В процессе выработки запасов часть добывающих скважин останавливается из-за малых дебитов и (или) высокой обводнённости. Нередко такие скважины переводятся под нагнетание. В свою очередь нагнетательные скважины тоже могут быть остановлены по причине низких приёмистостей, наличия негативного влияния

на соседние добывающие скважины или, напротив, удалённости от оставшегося в эксплуатации добывающего фонда, что делает работу такой скважины бесполезной. В отдельных случаях возможна полная остановка нагнетательного фонда. Наконец, часть скважин может переводиться на другие пласты – при условии, если на данном объекте их проектное назначение считается выполненным.

Как следствие, регулярная система заводнения трансформируется в избирательную или, зачастую, оказывается расформированной.

В работе В.Д. Лысенко «Инновационная разработка нефтяных месторождений» [2] введено понятие адаптивной системы разработки и, соответственно, системы заводнения, как основы способа разработки, реализуемого на большинстве нефтеносных месторождений. Речь идёт о системе, которая приспособляется к обновляющейся геолого-технологической информации об эксплуатационном объекте по мере его разбуривания, изучения и выработки. Целью такой адаптации, по мнению автора, является обеспечение максимальной полноты выработки запасов при соблюдении экономических ограничений.

Таким образом, очевидно, что сохранение системы заводнения в неизменном состоянии может оказаться не только нереализуемым, но и нерациональным. В качестве примера эффективной трансформации системы заводнения следует отметить её преобразование на нижнеюрских пластах Талинской площади Краснотуркменского месторождения [3].

## РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

Вместе с тем реализуемые на большинстве месторождений подходы к формированию и трансформации системы заводнения далеко не всегда способствуют достижению цели, сформулированной В.Д. Лысенко. Перечислим основные ошибки, допускаемые при этом.

Во-первых, эффективность технологических решений (в т.ч. по системе заводнения) обосновывается обычно на фильтрационной модели, т.е. идеализированном образе пласта, тогда как реальный опыт эксплуатационных объектов со схожими геолого-физическими условиями учитывается не всегда.

Во-вторых, основные характеристики системы заводнения принимаются обычно в рамках технологической схемы разработки (т.е. на начальной стадии, при минимальной изученности) и впоследствии могут переходить из документа в документ.

В-третьих, переводы скважин, как и смена их назначения зачастую осуществляются бессистемно, что не способствует улучшению состояния разработки.

Целью настоящего исследования является повышение качества технологических решений по формированию системы заводнения и её трансформации в процессе выработки запасов. В рамках этой цели сформулированы две задачи, а именно:

- установление характера влияния на нефтеотдачу основных характеристик системы заводнения и тенденций их изменения по мере выработки запасов;

- обоснование подходов к формированию и трансформации системы заводнения, при котором достигается наибольший уровень нефтеотдачи.

В качестве материала использована геолого-технологическая информация о 170 эксплуатационных объектах на 79 нефтеносных месторождениях ХМАО – Югры. Обводнённость по каждому из этих объектов превысила 97 %, так что ожидать существенного увеличения нефтеотдачи по сравнению с достигнутым уровнем

не приходится. Учитывая экономические ограничения [4], добычный потенциал таких объектов близок к полной реализации.

Прежде чем перейти к анализу выборки объектов, необходимо указать основные стратегии, реализуемые при формировании и трансформации системы заводнения.

Первая и самая простая стратегия заключается в разработке без заводнения, т.е. на естественном режиме. В этом случае эксплуатационные затраты минимальны, поскольку минимален водоприток, а нагнетательный фонд с соответствующими расходами отсутствует. Однако поскольку запас упругой энергии ограничен, нефтеотдача пластов, разрабатываемых в отсутствие нагнетания воды, тоже оказывается наименьшей из возможных – об этом уже говорилось выше.

Ещё одной стратегией является отказ от заводнения не с начала, а с определённой стадии разработки (чаще всего поздней), путём прекращения нагнетания. При этом нагнетательные скважины могут останавливаться как сразу, так и поочередно. Данный подход позволяет снизить обводнённость продукции, но ошибки при выборе времени и порядка остановки нагнетательного фонда могут привести к ухудшению энергетического состояния объекта и, как следствие, резкому снижению отборов.

Альтернативой полному прекращению нагнетания представляется остановка части нагнетательного фонда – и прежде всего скважин с низкими приёмистостями; скважин, чья работа ведёт к чрезмерному росту пластового давления в зоне отборов, а также быстрому обводнению продукции соседних добывающих скважин. В динамике соотношения добывающих скважин на 1 нагнетательную при реализации данной стратегии преобладают тенденции роста. Эффект аналогичен прекращению заводнения; недостаток заключается в том, что сокращение нагне-

тательного фонда закономерно сопровождается снижением объёмов нагнетания, что в свою очередь замедляет прокачку пластового объёма – и, соответственно, процесс выработки запасов. Кроме того локальное прекращение нагнетания ведёт к развитию застойных зон на соответствующих участках.

Система заводнения может сохраняться и в относительно стабильном состоянии, когда эксплуатационный фонд выбывает целыми элементами, а соотношение добывающих скважин на 1 нагнетательную держится примерно на одном уровне. В этом случае вероятность выборочного отбора запасов сводится к минимуму, однако адаптация с учётом изменения представлений об условиях разработки невозможна.

Наконец трансформация системы заводнения может сопровождаться процессом, противоположным сокращению очагов заводнения – а именно, переводом под нагнетание добывающего фонда, и прежде всего скважин, чья эксплуатация экономически неэффективна. Соотношение добывающих и нагнетательных скважин в системе заводнения при этом

снижается. Преимущество данной стратегии состоит в том, что создание новых очагов заводнения обеспечивает перераспределение фильтрационных потоков по площади, и тем самым способствует вовлечению в разработку застойных зон. Вместе с тем рост числа нагнетательных скважин может привести и к увеличению объёмов нагнетания, а впоследствии отборов воды, т.е. ускорить обводнение добываемой продукции.

В таблице 1 приводится распределение объектов исследуемой выборки в зависимости от реализованных стратегий формирования и трансформации системы заводнения, а также начальные геологические запасы и показатели нефтеотдачи в среднем по каждой группе.

Прослеживается связь между реализованной стратегией и объёмом начальных геологических запасов объекта. Так, разработка без заводнения чаще реализуется на малых объектах. Однако и в данном случае эффективным такое решение назвать нельзя, поскольку достигаемый при этом уровень нефтеотдачи является наименьшим.

Таблица 1

**Распределение объектов выборки по реализованным на них стратегиям формирования и трансформации систем заводнения, средние начальные геологические запасы и показатели нефтеотдачи в зависимости от стратегии**

Стратегия	Число объектов	Средние НГЗ на объект, тыс. т	Средние показатели нефтеотдачи на объект, доли ед.		
			$K_{\text{выт}}$	$K_{\text{охв}}$	КИН
Без заводнения	35	4792	0.424	0.185	0.078
Прекращение нагнетания	25	8488	0.583	0.599	0.349
Сокращение очагов заводнения	30	35373	0.530	0.687	0.364
Стабильная система заводнения	21	39759	0.545	0.672	0.366
Перевод скважин под нагнетание	59	121650	0.588	0.667	0.392

## РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

Говоря об объектах с небольшими запасами, стоит также отметить, что на них чаще реализуется прекращение нагнетания, а не адресное сокращение очагов заводнения, поскольку фонд (в т.ч. нагнетательный) в данном случае невелик, а значит, нет возможности сокращать его постепенно.

На средних объектах применяется как сокращение нагнетательного фонда, так и сохранение системы заводнения в относительно стабильном состоянии. Показатели нефтеотдачи в обоих случаях близки.

Наконец перевод скважин под нагнетание, способствующий увеличению доли нагнетательных скважин в эксплуатационном фонде, характерен для крупных объектов.

В качестве ещё одного определяющего фактора необходимо отметить коэффициент вытеснения нефти водой, который можно рассматривать как сводный показатель благоприятности геолого-физических условий разработки. В пользу соответствующего утверждения в рамках данной работы предлагаются следующие аргументы.

Во-первых, низкий коэффициент вытеснения чаще сопровождается недонасыщенностью, что равносильно наличию в продуктивных интервалах подвижной воды. Как следствие, уже с самого начала разработки скважины входят в работу со значительной обводнённостью, что делает их эксплуатацию экономически менее эффективной.

Во-вторых, согласно ОСТ 39-195-86 [5], остаточная нефтенасыщенность тем ниже (а коэффициент вытеснения, соответственно, выше), чем больше скорость фильтрации – согласно закону Дарси прямо пропорциональная соотношению проницаемости и вязкости.

В-третьих, для отложений баженновской свиты, считающихся наименее благоприятными с точки зрения разработки, коэффициент вытеснения нефти водой не определяется вовсе из-за гидрофобности нефтесодержащих пород.

В-четвёртых, для объектов с наиболее связанным геологическим строением (I тип согласно РД 153-39.0-110-01 [6]) характерны и наибольшие значения коэффициента вытеснения (см. рисунок 1). Данное

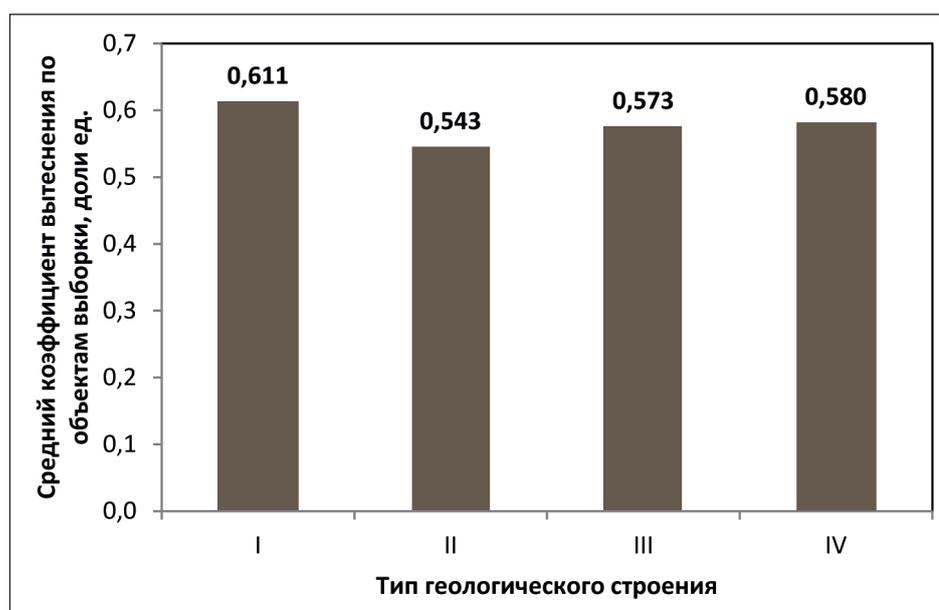


Рис. 1. Распределение средних величин коэффициента вытеснения нефти по объектам выборки в зависимости от типа геологического строения

обстоятельство ещё обусловило наличие небольшой, но положительной корреляции между коэффициентом вытеснения и достигнутым коэффициентом охвата по объектам выборки (рисунок 2) притом, что в классической теории нефтеотдачи [7] эти две величины рассматриваются как независимые.

Таким образом, коэффициент вытеснения связан с целым рядом характеристик пласта – насыщением, проницаемостью, геологическим строением. Стоит отметить, что данные факторы имеют одну основу – литологический состав нефтесодержащих пород. Объяснимо и влияние на коэффициент вытеснения вязкости нефти, поскольку от свойств нефти зависит сила поверхностного натяжения при взаимодействии с водой и породой.

Возвращаясь к рассматриваемой выборке, стоит отметить некоторые характерные проявления геолого-физических условий в зависимости от коэффициента вытеснения.

Так, на объектах, где коэффициент вытеснения меньше 0.5 доли ед. (т.е. условия рассматриваются как неблагоприятные), помимо недонасыщенности коллектора в большинстве случаев имеет место прерывистое строение – по 57 из 70 объектов оно отнесено к II-IV типам. В т.ч. в этой группе присутствуют 3 из 5 объектов выборки, имеющих четвёртый (наиболее прерывистый) тип строения. Кроме того низкий коэффициент вытеснения имеют 5 из 8 объектов, приуроченных к отложениям покурской свиты и содержащих высоковязкую нефть.

В группе объектов с геолого-физическими условиями средней благоприятности (коэффициент вытеснения – от 0.5 до 0.6 доли ед.) три типа строения (I, II, III) представлены примерно поровну, тогда как объекты со строением IV типа отсутствуют. Кроме того данная часть выборки является наиболее представительной по геологическому возрасту – в ней присутствуют объекты меловых отложений,

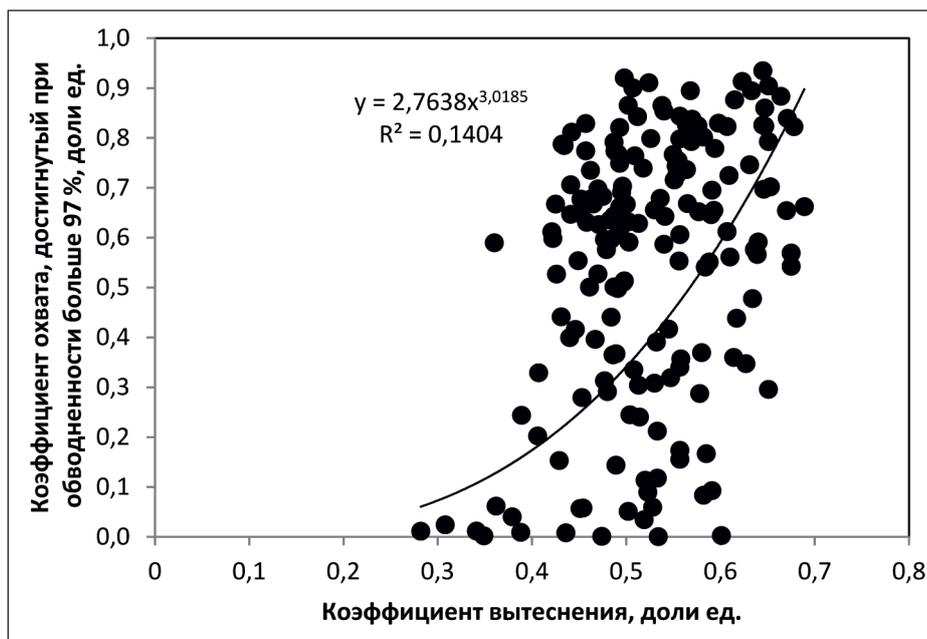


Рис. 2. Оценка зависимости между коэффициентом вытеснения и достигнутым коэффициентом охвата по объектам выборки

## РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

верхне- и среднеюрские, а также доюрские пласты.

Наконец, 26 из 32 объектов с коэффициентом вытеснения более 0.6 доли ед. (т.е. считающихся наиболее благоприятными) являются высокопроницаемыми пластами БС и БВ. Кроме того, 16 из этих объектов имеют I тип геологического строения.

В таблице 2 представлено распределение наиболее часто реализуемых стратегий формирования и трансформации систем заводнения в зависимости от запасов объекта и благоприятности геолого-физических условий.

Важно подчеркнуть, что речь здесь идёт именно о стратегиях, которые реализуются чаще всего, без учёта их эффективности. Установить оптимальные стратегии только предстоит. А поскольку стратегии формирования и трансформации, а возможно, и конкретные параметры системы заводнения связаны с геолого-физическими условиями и объёмом запасов, оптимальные решения следует искать с дифференциацией по обоим факторам.

Рассматривая первую из стратегий, а именно, разработку без заводнения, следует отметить, что более-менее значительная нефтеотдача в этом случае может

быть обеспечена только при малых запасах (рисунок 3). Если начальные геологические запасы превышают 10 млн т, достигнутый КИН либо пренебрежимо мал (т.е. речь идёт о начале разработки и преждевременном обводнении), либо естественный режим не применяется.

В этой связи разработка без заводнения имеет смысл только на мелких объектах, где из-за малой площади и незначительного фонда скважин нет возможности сформировать систему заводнения. Именно на это обстоятельство указывает наличие отрицательной корреляции между начальными геологическими запасами объектов выборки, разрабатываемых на естественном режиме и достигнутых по ним величинам КИН (рисунок 4).

Из объектов выборки, разрабатываемых без заводнения, наибольшие значения КИН достигнуты по трём (выделено зеленым), с начальными геологическими запасами около 1 млн т, что равносильно эксплуатационному фонду порядка 5-10 скважин. Под нагнетание из них могут быть переведены лишь единичные скважины, что приведёт к выборочному вытеснению нефти водой, а следовательно, нерационально. С другой стороны именно такие мелкие объекты в наиболь-

Таблица 2

**Реализуемые стратегии формирования и трансформации систем заводнения в зависимости от запасов объекта и геолого-физических условий**

Геолого-физические условия	Интервалы начальных геологических запасов, млн т		
	<10	10-100	>100
Неблагоприятные	Без заводнения		
Средние		Сокращение очагов заводнения или стабильная система заводнения	
Благоприятные	Прекращение нагнетания		Перевод скважин под нагнетание

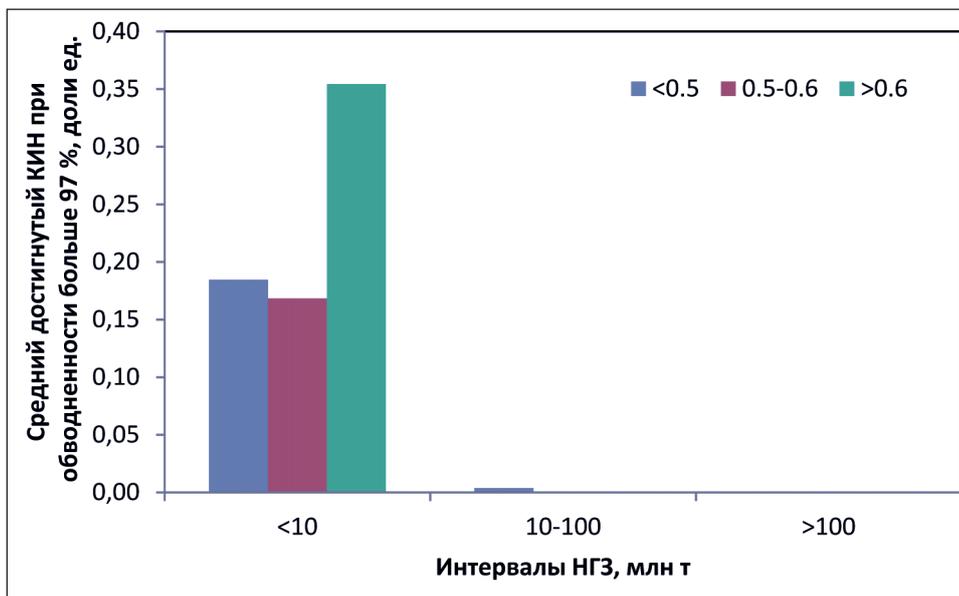


Рис. 3. Распределение достигнутых коэффициентов извлечения нефти по объектам выборки, разрабатываемым без заводнения, в зависимости от начальных геологических запасов и коэффициента вытеснения

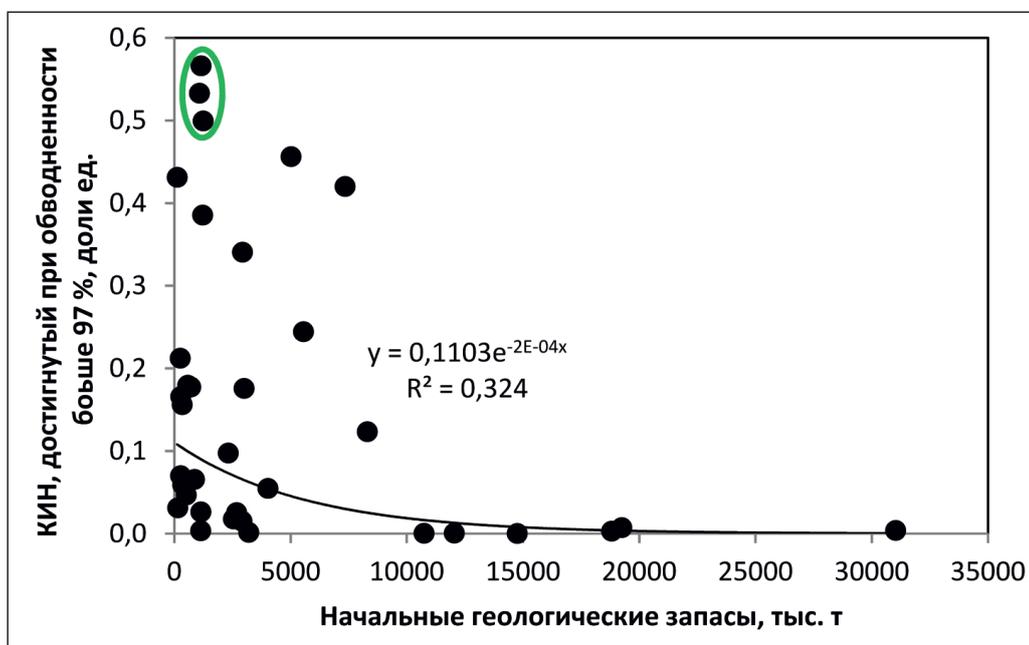


Рис. 4. Оценка зависимости между начальными геологическими запасами и достигнутыми величинами КИН по объектам, разрабатываемым без заводнения

## РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

шей степени испытывают влияние активности законтурных вод, приток которых компенсирует отборы флюидов из нефтенасыщенной части пласта.

Ещё одна стратегия, прекращение нагнетания, тоже применяется, главным образом, на мелких объектах с немногочисленным фондом. На средних объектах (рисунок 5) её применение отмечено только при благоприятных геолого-физических условиях. Достигнутый коэффициент извлечения нефти на объектах, где прекращено нагнетание, выше, чем при полном отсутствии заводнения и сопоставим со средним утверждённым значением по ХМАО. Исключение составляют объекты с неблагоприятными условиями. На крупных объектах полная остановка заводнения не применяется.

Остальные три стратегии предусматривают нагнетание воды в течение всего срока разработки. Их применимость и оптимальность рассмотрены в каждом частном случае в зависимости от коэффи-

циента вытеснения и объёма начальных геологических запасов. Также для каждого случая оценены диапазоны наиболее эффективного соотношения добывающих и нагнетательных скважин.

Так, при коэффициенте вытеснения меньше 0.5 доли ед. и начальных геологических запасах меньше 10 млн т в качестве оптимальных оцениваются системы с соотношением от 1 до 2 добывающих скважин на 1 нагнетательную (рисунок 6). Примером решения может быть сочетание пятиточечной системы с трёхрядной и (или) обращённой семиточечной. В процессе разработки наиболее эффективным показал себя перевод обводнившихся добывающих скважин под нагнетание с постепенным доведением соотношения до менее 1 (рисунок 7).

Для объектов с коэффициентами вытеснения меньше 0.5 доли ед. и начальными геологическими запасами от 10 до 100 млн т оптимальным показало себя соотношение от 3 до 5 добывающих скважин на 1

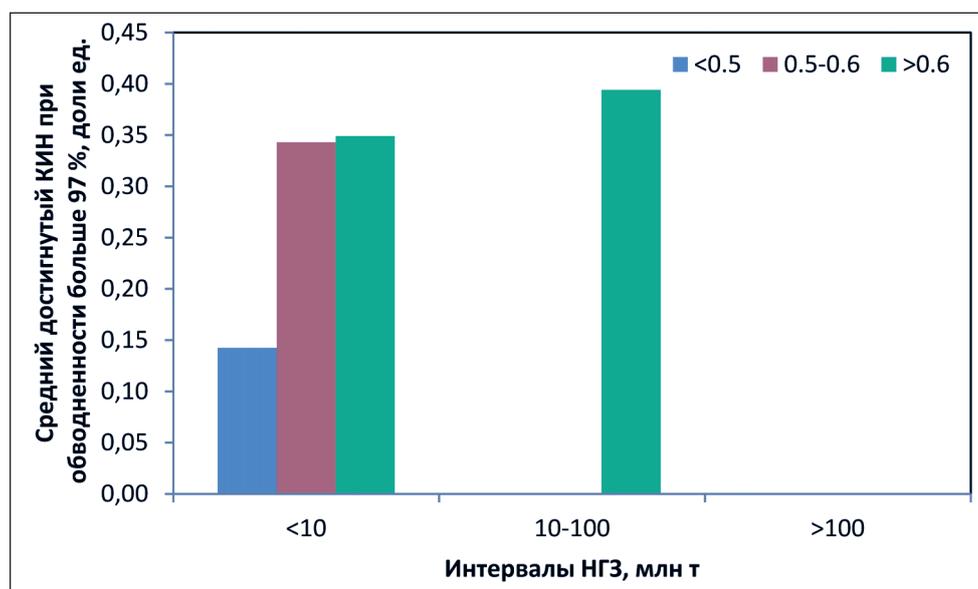


Рис. 5. Распределение достигнутых коэффициентов извлечения нефти по объектам выборки, где нагнетание было прекращено, в зависимости от начальных геологических запасов и коэффициента вытеснения

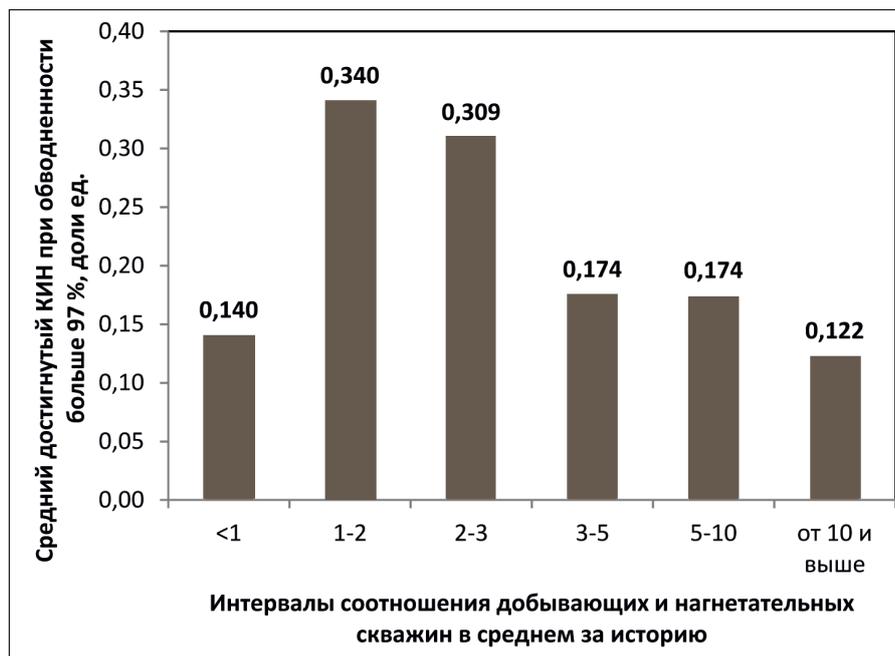


Рис. 6. Распределение достигнутого коэффициента извлечения нефти в зависимости от среднего за историю соотношения добывающих скважин на 1 нагнетательную по объектам с коэффициентом вытеснения нефти меньше 0.5 доли ед. и начальными геологическими запасами меньше 10 млн т

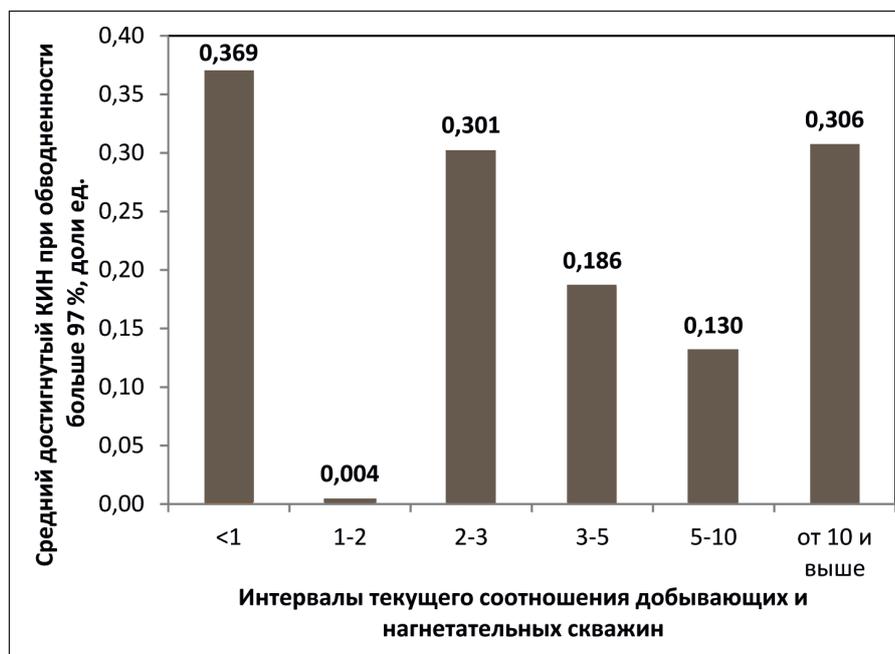


Рис. 7. Распределение достигнутого коэффициента извлечения нефти в зависимости от текущего соотношения добывающих скважин на 1 нагнетательную по объектам с коэффициентом вытеснения нефти меньше 0.5 доли ед. и начальными геологическими запасами меньше 10 млн т

## РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

нагнетательную (рисунок 8), реализуемое путём сочетания избирательной и обращённой девятиточечной систем.

В процессе разработки возможно как сохранение принятого соотношения, так и уменьшение его до менее 1 (рисунок 9) аналогично предыдущему случаю. Достижимые коэффициенты извлечения нефти

при этом принципиально не отличаются.

Для объектов с начальными геологическими запасами больше 100 млн т и коэффициентом вытеснения менее 0.5 доли ед. оптимальным также оказалось соотношение от 3 до 5 (рисунок 10). В процессе разработки наиболее эффективно уменьшение его до менее 1 (рисунок 11) –

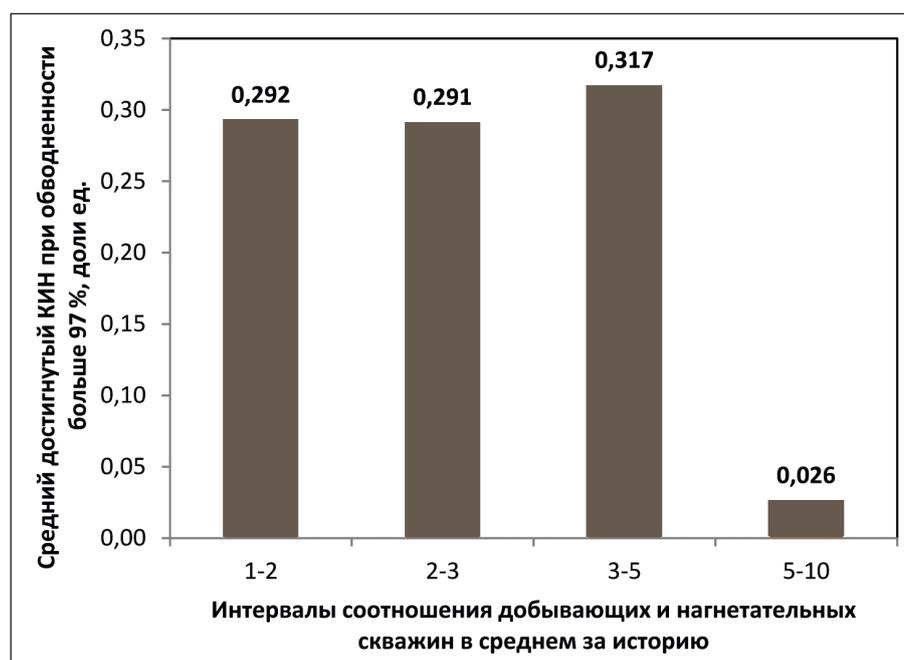


Рис. 8. Распределение достигнутого коэффициента извлечения нефти в зависимости от среднего за историю соотношения добывающих скважин на 1 нагнетательную по объектам с коэффициентом вытеснения нефти меньше 0.5 доли ед. и начальными геологическими запасами от 10 до 100 млн т

Рис. 9. Распределение достигнутого коэффициента извлечения нефти в зависимости от текущего соотношения добывающих скважин на 1 нагнетательную по объектам с коэффициентом вытеснения нефти меньше 0.5 доли ед. и начальными геологическими запасами от 10 до 100 млн т

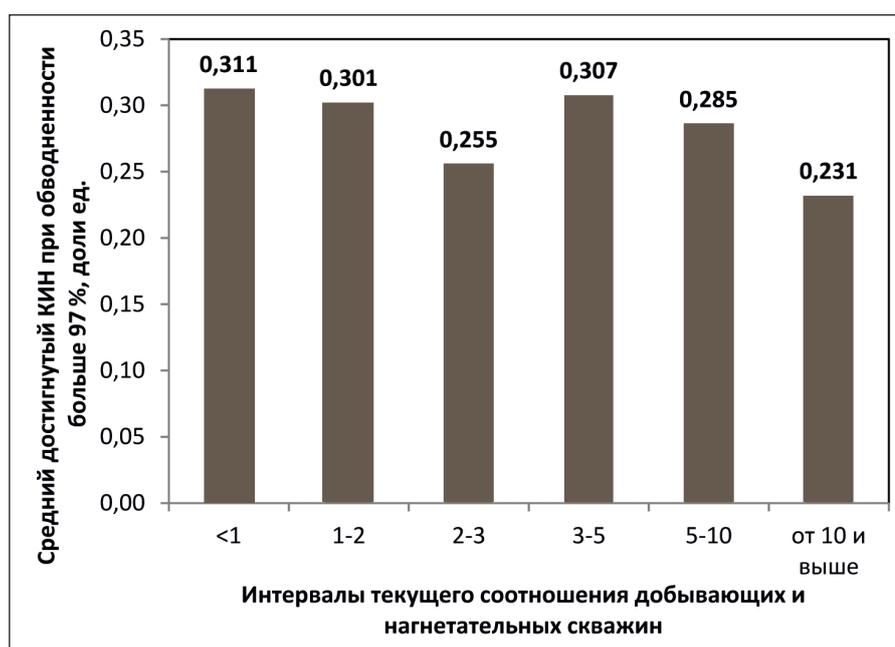


Рис. 10. Распределение достигнутого коэффициента извлечения нефти в зависимости от среднего за историю соотношения добывающих скважин на 1 нагнетательную по объектам с коэффициентом вытеснения нефти меньше 0.5 доли ед. и начальными геологическими запасами больше 100 млн т

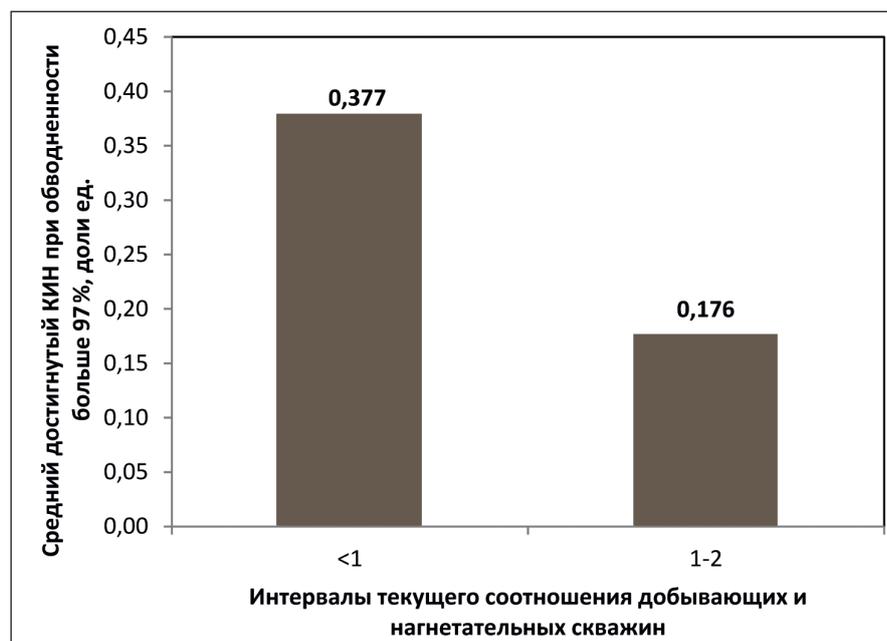
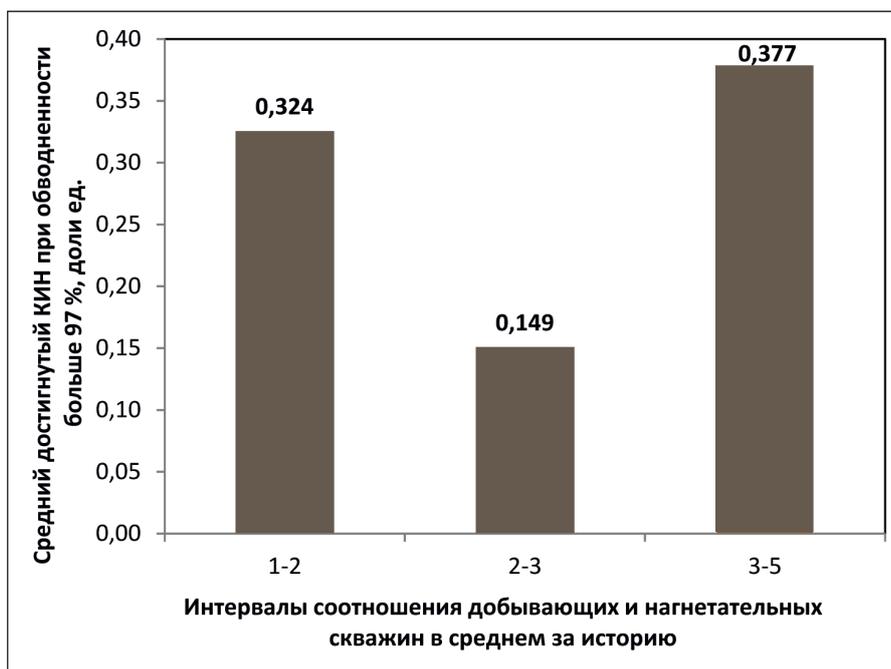


Рис. 11. Распределение достигнутого коэффициента извлечения нефти в зависимости от текущего соотношения добывающих скважин на 1 нагнетательную по объектам с коэффициентом вытеснения нефти меньше 0.5 доли ед. и начальными геологическими запасами больше 100 млн т

как в случае с объектами меньших запасов, но со схожими геолого-физическими условиями.

Для объектов с коэффициентом вытеснения от 0.5 до 0.6 и начальными геологическими запасами меньше 10 млн т оптимальными являются системы заводнения, в которых численность нагнетательного

фонда превышает число добывающих скважин (рисунок 12). Примером являются прямые (не обращённые) площадные системы, применяемые на месторождениях США [8].

В процессе разработки долю нагнетательных скважин в эксплуатационном фонде необходимо сокращать. Наилучшие

## РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

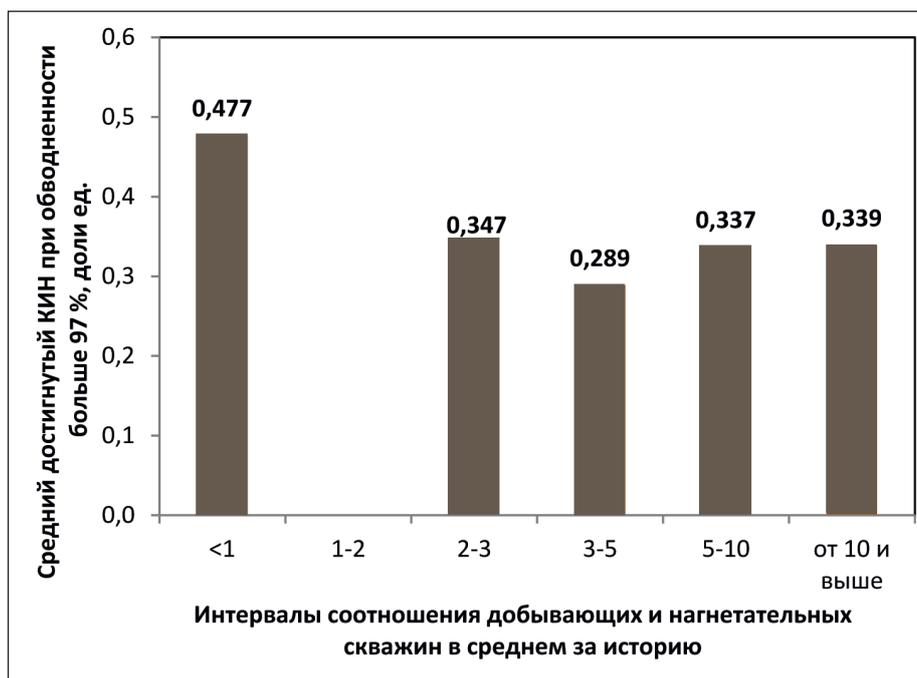
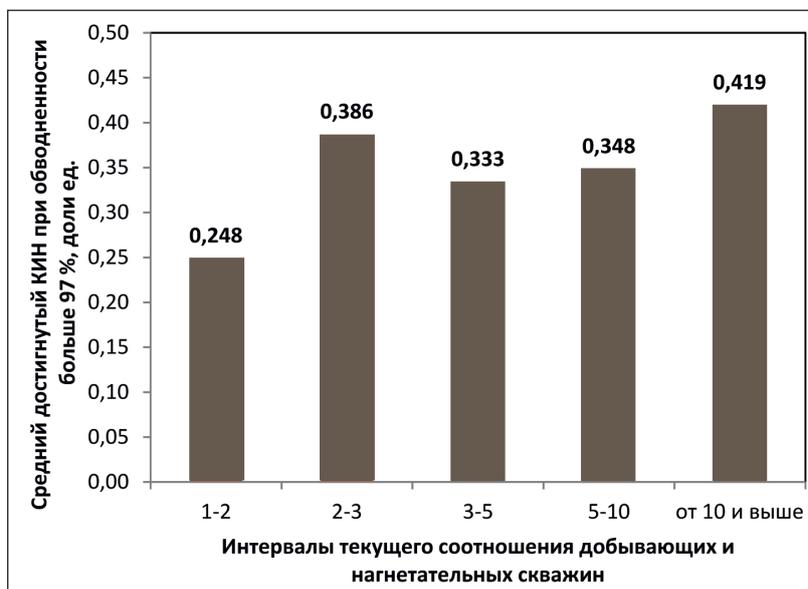


Рис. 12. Распределение достигнутого коэффициента извлечения нефти в зависимости от среднего за историю соотношения добывающих скважин на 1 нагнетательную по объектам с коэффициентом вытеснения нефти от 0.5 до 0.6 доли ед. и начальными геологическими запасами меньше 10 млн т

Рис. 13. Распределение достигнутого коэффициента извлечения нефти в зависимости от текущего соотношения добывающих скважин на 1 нагнетательную по объектам с коэффициентом вытеснения нефти от 0.5 до 0.6 доли ед. и начальными геологическими запасами меньше 10 млн т



результаты достигнуты, если соотношение достигает более 10 добывающих скважин на 1 нагнетательную (рисунок 13).

По объектам с коэффициентом вытеснения от 0.5 до 0.6 доли ед. и начальными геологическими запасами от 10 до 100 млн т оптимальное соотношение оцени-

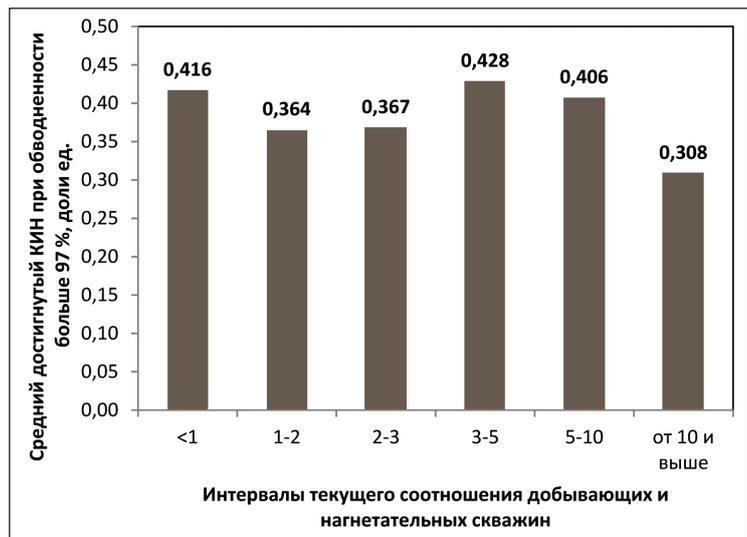
вается в интервале от 2 до 3 (рисунок 14). Примерами решений служат обращенные площадные системы или трёхрядная система заводнения.

При этом по мере выработки запасов возможен как перевод добывающих скважин под нагнетание (с целью снижения



Рис. 14. Распределение достигнутого коэффициента извлечения нефти в зависимости от среднего за историю соотношения добывающих скважин на 1 нагнетательную по объектам с коэффициентом вытеснения нефти от 0.5 до 0.6 доли ед. и начальными геологическими запасами от 10 до 100 млн т

Рис. 15. Распределение достигнутого коэффициента извлечения нефти в зависимости от текущего соотношения добывающих скважин на 1 нагнетательную по объектам с коэффициентом вытеснения нефти от 0.5 до 0.6 доли ед. и начальными геологическими запасами от 10 до 100 млн т



соотношения до менее 1), так и, напротив, сокращение доли нагнетательного фонда и доведение соотношения до 3-5 (рисунок 15).

Для объектов с коэффициентом вытеснения от 0.5 до 0.6 доли ед. и начальными геологическими запасами больше 100 млн т оптимальные решения почти аналогичны предыдущему случаю (рисунок 16). Разница заключается в том, что в процессе разработки эффективно только сокращение доли нагнетательного фонда (рисунок 17). Опыт доведения соотношения скважин до менее 1 добывающей на 1 нагнетательную не отмечен вовсе.

На объектах с коэффициентом вытеснения больше 0.6 доли ед. и начальными геологическими запасами меньше 10 млн т наиболее эффективными показали себя системы с соотношением добывающих скважин на 1 нагнетательную от 2 до 3 (рисунок 18). В процессе разработки оптимальным представляется сокращение доли нагнетательных скважин с доведением соотношения до 3-5 добывающих скважин на 1 нагнетательную (рисунок 19).

В случае с объектами, чей коэффициент вытеснения превышает 0.6 доли ед., а

## РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

Рис. 16. Распределение достигнутого коэффициента извлечения нефти в зависимости от среднего за историю соотношения добывающих скважин на 1 нагнетательную по объектам с коэффициентом вытеснения нефти от 0.5 до 0.6 доли ед. и начальными геологическими запасами больше 100 млн т

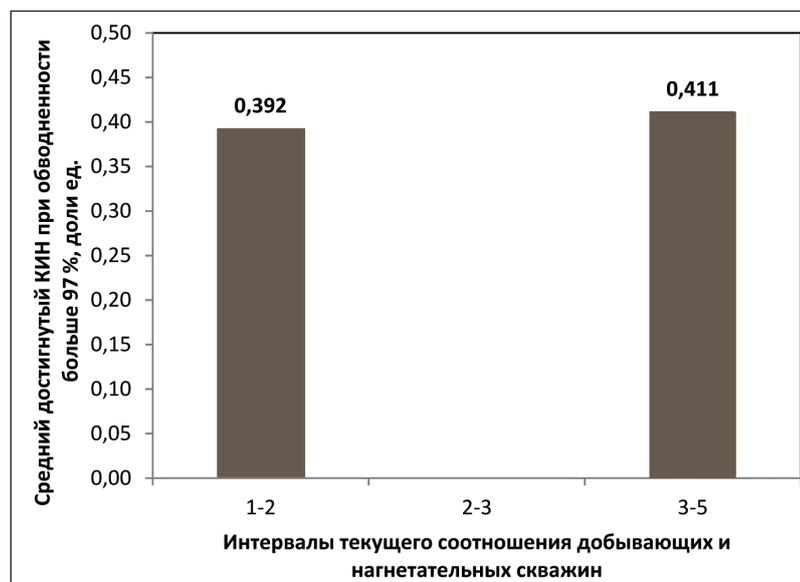
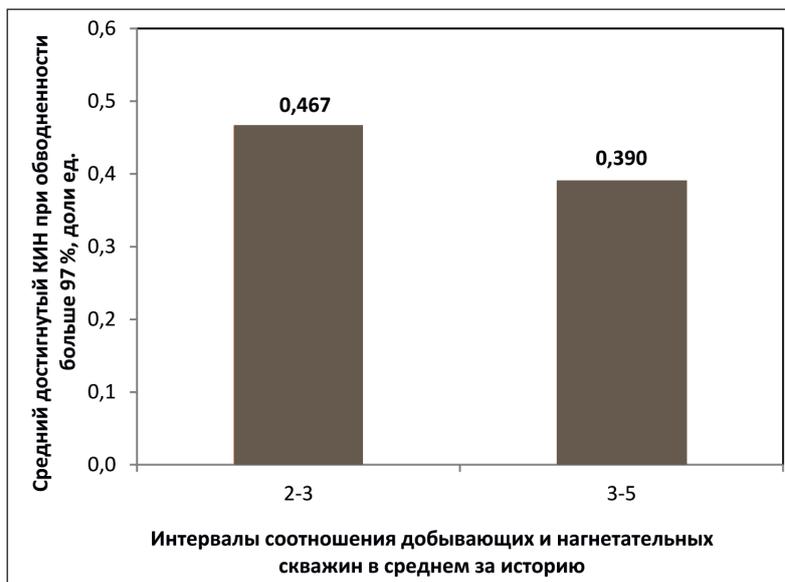


Рис. 17. Распределение достигнутого коэффициента извлечения нефти в зависимости от текущего соотношения добывающих скважин на 1 нагнетательную по объектам с коэффициентом вытеснения нефти от 0.5 до 0.6 доли ед. и начальными геологическими запасами больше 100 млн т

Рис. 18. Распределение достигнутого коэффициента извлечения нефти в зависимости от среднего за историю соотношения добывающих скважин на 1 нагнетательную по объектам с коэффициентом вытеснения нефти больше 0.6 доли ед. и начальными геологическими запасами меньше 10 млн т



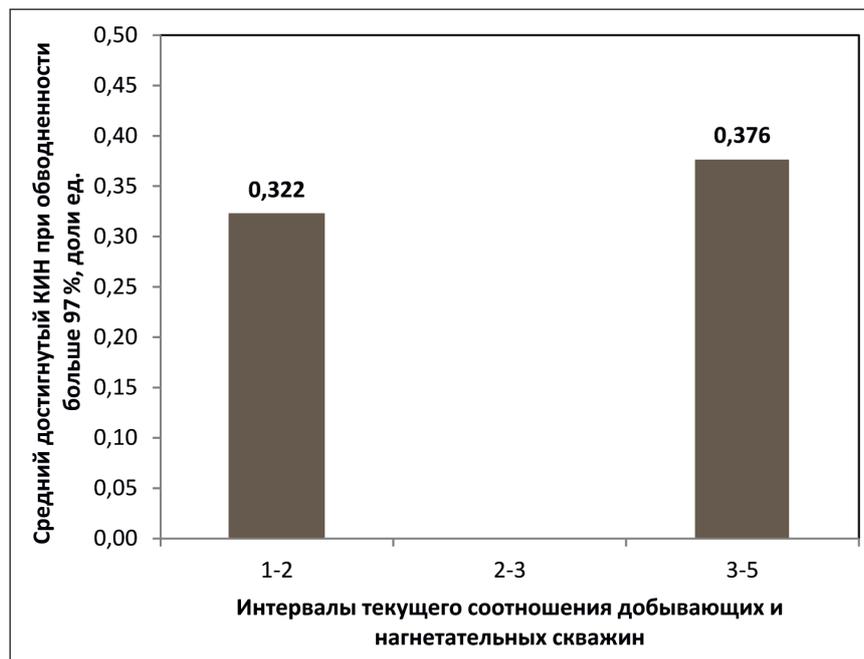
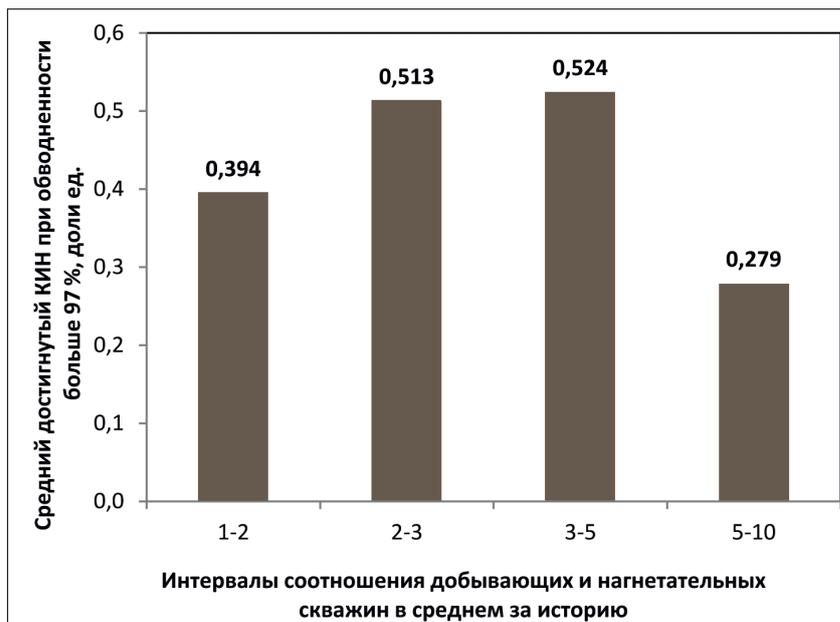


Рис. 19. Распределение достигнутого коэффициента извлечения нефти в зависимости от текущего соотношения добывающих скважин на 1 нагнетательную по объектам с коэффициентом вытеснения нефти больше 0.6 доли ед. и начальными геологическими запасами меньше 10 млн т

Рис. 20. Распределение достигнутого коэффициента извлечения нефти в зависимости от среднего за историю соотношения добывающих скважин на 1 нагнетательную по объектам с коэффициентом вытеснения нефти больше 0.6 доли ед. и начальными геологическими запасами от 10 до 100 млн т



начальные геологические запасы составляют от 10 до 100 млн т, оптимальным показало себя соотношение скважин от 3 до 5 (рисунок 20) и его сохранение в процессе разработки (рисунок 21).

Наконец в случае с объектами, по которым коэффициент вытеснения составляет больше 0.6 доли ед., а начальные геологические запасы превышают 100 млн т оптимальное соотношение скважин оце-

нивается в интервале от 1 до 2 (рисунок 22), при сохранении его в течение периода разработки (рисунок 23).

Обобщая, в первую очередь стоит отметить, что разработка на естественном режиме (как с начала, так и с определённой стадии) в качестве оптимального решения рассматриваться не может. Отсутствие нагнетания воды представляется вынужденной мерой, применимой разве что на

## РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

Рис. 21. Распределение достигнутого коэффициента извлечения нефти в зависимости от текущего соотношения добывающих скважин на 1 нагнетательную по объектам с коэффициентом вытеснения нефти больше 0.6 доли ед. и начальными геологическими запасами от 10 до 100 млн т

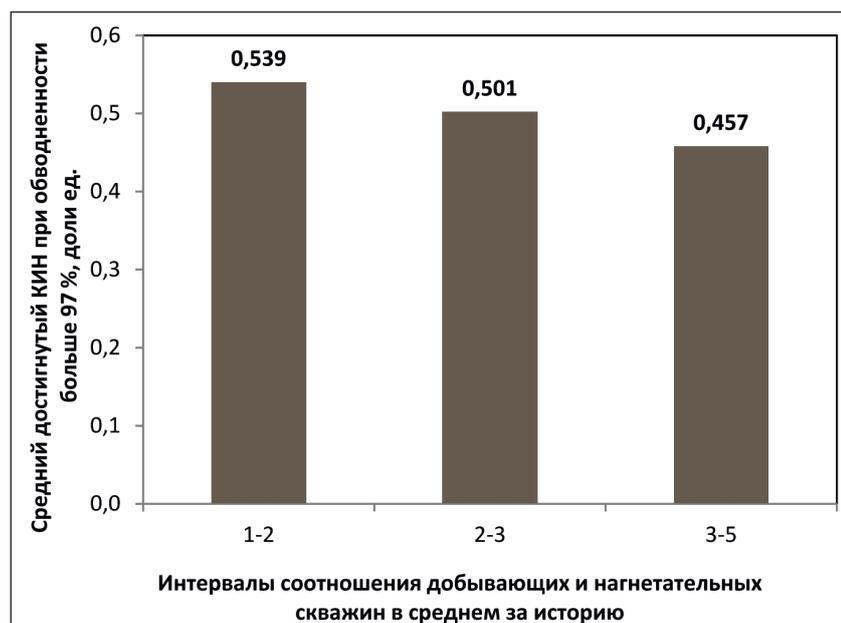
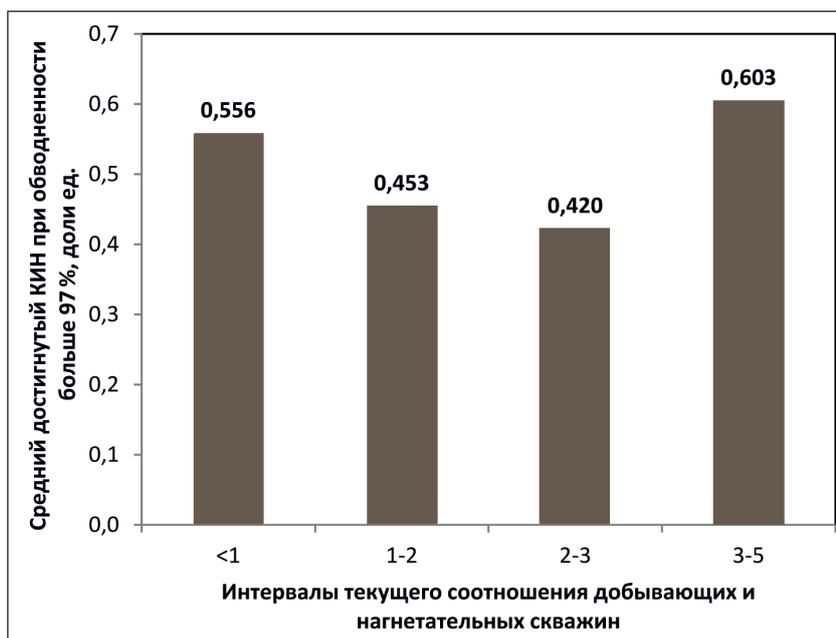


Рис. 22. Распределение достигнутого коэффициента извлечения нефти в зависимости от среднего за историю соотношения добывающих скважин на 1 нагнетательную по объектам с коэффициентом вытеснения нефти больше 0.6 доли ед. и начальными геологическими запасами больше 100 млн т

мелких объектах, где нет возможности размещения нагнетательного фонда.

В свою очередь сокращение очагов заводнения эффективно при средних геолого-физических условиях (таблица 3), а также на мелких объектах с благоприятными условиями, когда не требуется много времени для прокачки пластового объёма. Поддержание системы заводнения в стабильном состоянии целесообразно при

неблагоприятных условиях (на средних объектах), либо, наоборот, при благоприятных, на любых объектах, кроме мелких. Наконец наращивание нагнетательного фонда путём перевода добывающих скважин под нагнетание эффективно при неблагоприятных условиях, поскольку способствует перераспределению фильтрационных потоков в неоднородном пласте.

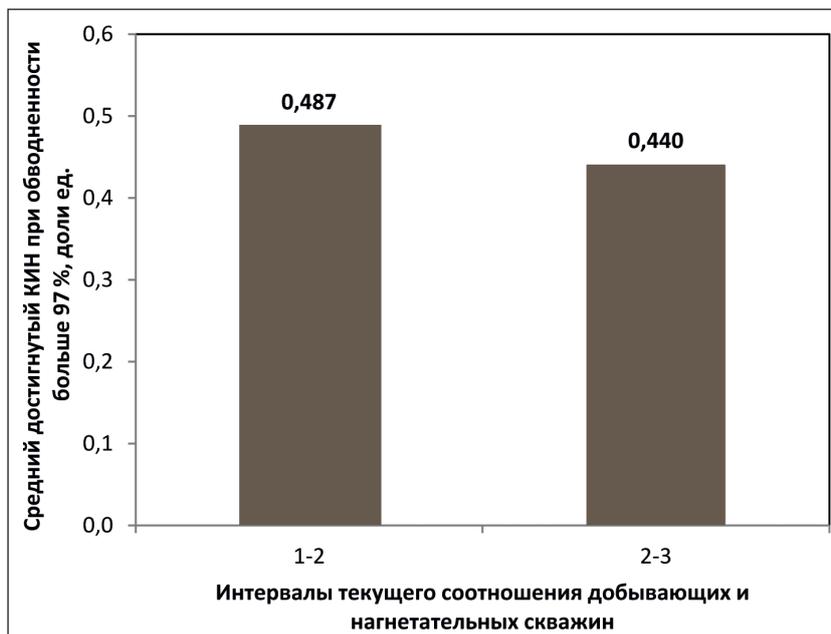


Рис. 23. Распределение достигнутого коэффициента извлечения нефти в зависимости от текущего соотношения добывающих скважин на 1 нагнетательную по объектам с коэффициентом вытеснения нефти больше 0.6 доли ед. и начальными геологическими запасами больше 100 млн т

Таблица 3

### Оптимальные условия реализации стратегий формирования и трансформации систем заводнения

Стратегия	В каких условиях оптимальна	
	$K_{\text{выт}}$ , доли ед.	НГЗ, млн т
Без заводнения	–	–
Прекращение нагнетания	–	–
Сокращение очагов заводнения	от 0.5 до 0.6	любые
	>0.6	<10
Стабильная система заводнения	<0.5	от 10 до 100
	>0.6	>10
Перевод скважин под нагнетание	<0.5	любые

Если говорить о соотношении добывающих и нагнетательных скважин, то на малых объектах доля нагнетательного фонда может быть максимальной – в т.ч. больше половины от эксплуатационного фонда (таблица 4). Последнее, впрочем, нежелательно для объектов с неблагопри-

ятными геолого-физическими условиями, поскольку может замедлить выработку запасов, а значит, и окупаемость капитальных затрат. Если запасы объекта велики, высокая доля нагнетательных скважин целесообразна только при благоприятных геолого-физических условиях. Только в

Таблица 4

**Оптимальные условия применимости соотношения добывающих и нагнетательных скважин в среднем за историю**

Соотношение добывающих и нагнетательных скважин	В каких условиях оптимально	
	$K_{\text{выт}}$ , доли ед.	НГЗ, млн т
<1	от 0.5 до 0.6	<10
от 1 до 2	<0.5	<10
	>0.6	>100
от 2 до 3	от 0.5 до 0.6	>10
	>0.6	<100
от 3 до 5	<0.5	>10
	>0.6	от 10 до 100

этом случае продуктивности относительно небольшого количества добывающих скважин достаточно для обеспечения экономически эффективных показателей добычи. В других случаях, если объект крупный, желательно, чтобы на 1 нагнетательную скважину приходилось не менее 2 добывающих, причём, чем хуже условия, тем выше должна быть доля добывающего фонда.

Для средних и мелких объектов с благоприятными условиями также не требуется большой доли нагнетательных скважин – поддержание энергетического состояния в данном случае может достигаться благодаря высоким приёмистостям, а в последнем случае – и за счёт активности законтурных вод.

Наконец для средних и крупных объектов с неблагоприятными условиями эффективны системы с соотношением добывающих и нагнетательных скважин от 3 до 5. Эффективность таких систем достигается за счёт двух факторов:

- избирательного характера заводнения (что наиболее рационально в условиях неоднородного пласта);

- большинство скважин задействовано в добыче, что равносильно максимальной продуктивности системы.

Таким образом, главное, что показало выполненное исследование – даже при благоприятных геолого-физических условиях заводнение предпочтительнее разработки на естественном режиме. С другой стороны при добыче с заводнением отсутствует однозначная зависимость между соотношением добывающих и нагнетательных скважин, а также тенденциями в его динамике с одной стороны и показателями нефтеотдачи – с другой. Как следствие, любое решение по формированию и трансформации системы заводнения может считаться эффективным только в рамках определённой группы эксплуатационных объектов, схожих по геолого-физическим условиям и объёмам геологических запасов.

В этой связи для более эффективного обоснования технологических решений по системе заводнения конкретного объекта следует использовать опыт разработки пластов со схожими характеристиками, но как можно более высокой достигнутой

обводнённости. Как уже говорилось, в данной работе в качестве порога принята величина обводнённости в 97 %.

При этом в качестве основного геолого-физического параметра рекомендуется использовать коэффициент вытеснения нефти, зависящий от других величин, включая проницаемость, вязкость нефти, а также связанность геологического

строения, которая в свою очередь определяет коэффициент охвата.

Последнее обстоятельство, помимо прочего, делает некорректным традиционный подход к анализу нефтеотдачи, в рамках которого коэффициенты вытеснения и охвата рассматриваются как независимые величины.

## ЛИТЕРАТУРА

1. **Желтов, Ю. П.** Разработка нефтяных месторождений: учебник для вузов / Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1986. – 332 с. – Текст : непосредственный.

2. **Лысенко, В. Д.** Инновационная разработка нефтяных месторождений / В.Д. Лысенко. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 516 с. – ISBN 5-8365-0034-7. – Текст : непосредственный.

3. **Кашик, А. С.** Новые подходы к повышению нефтеотдачи на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами (на примере пластов ЮК<sub>10-11</sub> Талинского месторождения) / А.С. Кашик, С.И. Билибин, М.Ю. Ахапкин, А.Р. Клепацкий. – Текст : непосредственный // Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений в завершающей (четвёртой) стадии: материалы расширенного заседания ЦКР Роснедра (нефтяная секция) 4-5 декабря 2007 года: сборник докладов. – М.: НП НАЭН, 2008. – С. 143-147.

4. Российская Федерация. Министерство природных ресурсов и экологии. Об утверждении правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья : Приказ МПР РФ от 20.09.2019 № 639. – Текст : электронный // ГАРАНТ : сайт. URL: <https://base.garant.ru/72804616/?ysclid=lfutq6ysxt229991608>.

5. **ОСТ 39-195-86** Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях : отраслевой стандарт СССР : издание официальное : утверждён и введён в действие Приказом Министерства нефтяной промышленности от

07.04.1986 взамен ОСТ 39-070-78 : дата введения 01.01.1987. – 17 с. – Текст : непосредственный.

6. **РД 153-39.0-110-01.** Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений : издание официальное : утверждён и введён в действие Приказом Минэнерго России от 05 февраля 2002 года : дата введения 01-03-2002 : разработан ФГУ «Экспертнефтегаз» Министерства энергетики РФ. – Москва: Наука, 2002. – 59 с. – Текст : непосредственный.

7. **Крылов, А. П.** Состояние теоретических работ по проектированию разработки нефтяных месторождений и задачи по улучшению этих работ / А.П. Крылов – Текст : непосредственный // Опыт разработки нефтяных месторождений: тр. Всесоюз. совещ. работников по добыче нефти, сост. в г. Куйбышеве 19-23 июня 1956 г. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – С. 116-139.

8. **Медведский, Р. И.** Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным / Р.И. Медведский, А.А. Севастьянов. – Санкт-Петербург: Недра, 2004. – 192 с. – Текст : непосредственный.

## АНАЛИЗ ЕЖЕКВАРТАЛЬНОЙ ОТЧЁТНОСТИ ВОДОПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ ХМАО – ЮГРЫ: НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ СОВМЕСТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АУ «НАЦ РН ИМ. В.И. ШПИЛЬМАНА» И ДЕПАРТАМЕНТА НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ ХМАО – ЮГРЫ

Алёшин Герман Александрович, Пуртов Виктор Александрович

Автономное учреждение ХМАО – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», Тюмень, Российская Федерация

Целью совместной работы организаций является создание дополнительных аналитических инструментов для повышения эффективности деятельности органов исполнительной власти в вопросах регулирования водопользования. Отчётные материалы водопользователей анализируются по четырём основным направлениям: оценка полноты (комплектности) отчётной документации водопользователей; оценка фактических параметров водопользования; оценка качества сточных вод и поверхностных вод водного объекта – приёмника сточных вод; исполнение плана водоохраных мероприятий.

*Ключевые слова.* Водопользователи, водоохраные мероприятия, гидрохимические наблюдения, государственный водный мониторинг, ежеквартальная отчётность, качество сточных и поверхностных вод, лимиты водопользования

Отчётная документация водопользователей является одним из составных звеньев в системе государственного мониторинга использования водных ресурсов и состояния поверхностных водных объектов. Поэтому очень важно, чтобы отчётные данные предоставлялись своевременно, были полными и объективными.

Необходимость предоставления и сроки подачи отчётных материалов закреплены в федеральных нормативно-правовых актах и непосредственно в составе разрешительных документов на водопользование. Конкретные же требования к составу и содержанию отчёта о выполнении условий использования водного объекта, к сожалению, не установлены.

В условиях, когда счёт оформленных разрешительных документов ведётся на сотни, большой входной поток разнородной, не форматной, не систематизированной информации предполагает серьёзные трудозатраты для её анализа. Долгое вре-

мя, в связи с высокой степенью физической загруженности сотрудников специально уполномоченного органа, анализ ежеквартальной отчётности водопользователей сводился к выявлению перечня водопользователей не предоставивших (или предоставивших с нарушением срока) отчётные материалы. Анализ содержательной части отчётности практически не проводился.

С 2019 года Научно-аналитическим центром рационального недропользования им. В.И. Шпильмана и Департаментом недропользования и природных ресурсов начата совместная работа по анализу отчётности водопользователей, целью которой является создание дополнительных аналитических инструментов и повышение эффективности деятельности Департамента недропользования и природных ресурсов ХМАО – Югры в вопросах регулирования водопользования.

Для выполнения анализа ежеквартальной отчётности были определены 4

базовых направления: анализ полноты представленной отчётной документации; анализ фактических параметров водопользования; анализ качества сточных и поверхностных вод; анализ исполнения плана водоохраных мероприятий. Были разработаны критерии для каждого направления анализа, а также электронные формы обработки и представления отчётной информации. Кроме того, для предприятий-водопользователей разработана и рекомендована унифицированная форма отчётности «Об использовании водного объекта», что должно систематизировать информацию и облегчить её обработку.

Функциональное распределение практической работы выглядит следующим образом: приём отчётной информации и перевод её в pdf-формат выполняется специалистами Депнедра ХМАО – Югры. Непосредственное осуществление анализа возложено на специалистов НАЦ РН. По результатам анализа составляются списки предприятий водопользователей не предоставивших отчётность, а также допустивших нарушение установленных в разрешительном документе нормативов.

В дальнейшем, к указанным категориям водопользователей применяются меры административного характера.

Полученные за прошедший период времени результаты работы для удобства представлены в разрезе ранее описанных направлений анализа.

В отношении полноты представленных сведений отмечается поступательный рост количества водопользователей, предоставивших квартальную отчётность. За указанный период выполнения анализа число водопользователей, предоставивших отчётность увеличилось почти на 20 % (рис. 1). Относительное число водопользователей, предоставивших отчётность в полном объёме, остаётся стабильным, в пределах 49 %, на протяжении всего периода анализа, общий прирост произошёл за счёт водопользователей, которые предоставили отчётность частично, а количество водопользователей не представивших отчётность ежегодно уменьшается (рис. 2).

Установленные в разрешительных документах лимиты водопользования в подавляющем большинстве случаев соблюдаются. Количество фиксируемых



Рис. 1. Динамика числа отчитавшихся водопользователей ХМАО – Югры

## ЭКОЛОГИЯ



Рис. 2. Оценка комплектности отчётной документации водопользователей

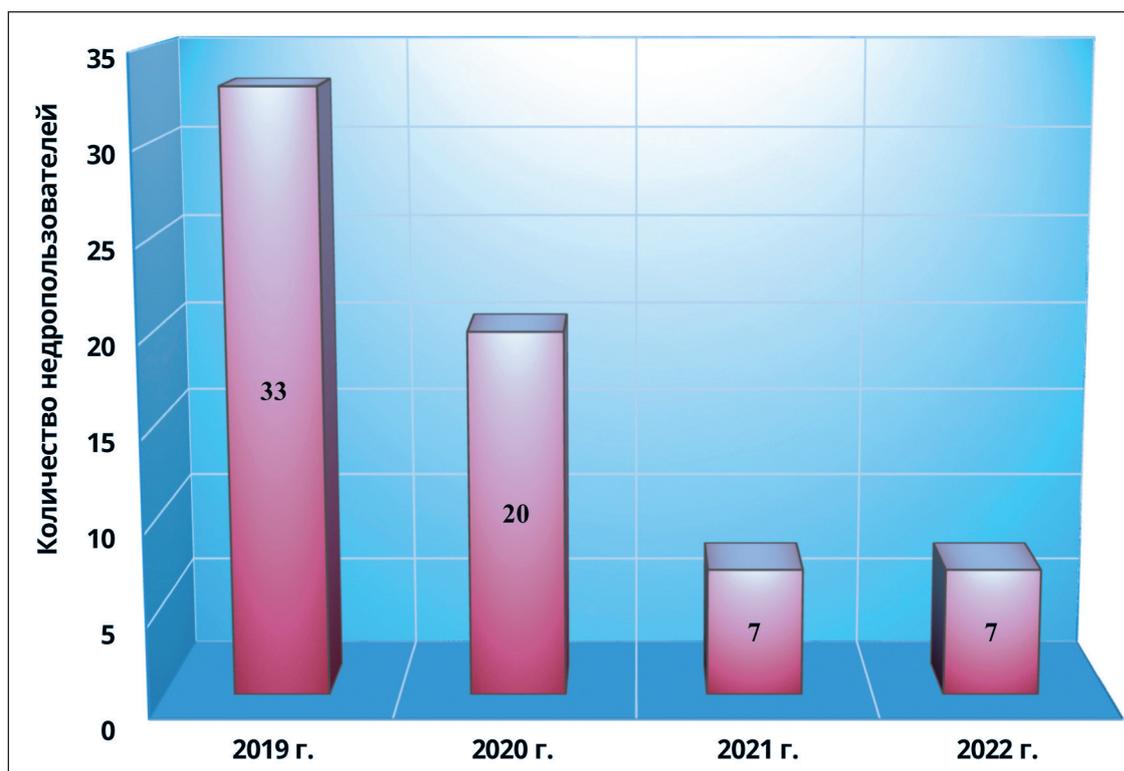


Рис. 3. Количество водопользователей, не обеспечивающих нормативы качества сточных вод

превышений норматива варьирует от 0 до 10 штук в квартал, что в процентном выражении не превышает 1.8 % от количества отчитавшихся. Чёткая динамика по годам в данном направлении анализа отсутствует.

Отмечается выраженная тенденция снижения количества водопользователей, не обеспечивающих нормативное качество сбрасываемых сточных вод (рис. 3). Очевидно, что одним из существенных факторов снижения стало то обстоятельство, что начиная со второй половины 2018 года из установленной формы разрешительного документа аннулированы требования по установлению максимального содержания загрязняющих веществ в сбрасываемых сточных водах (соответственно исчезла сравнительная база для анализа). Однако в ряде случаев, улучшение качества сбрасываемых вод связано с фактически проделанной работой водопользователями.

Отмечается отрицательная динамика количества водопользователей, не обеспечивающих нормативного качества поверхностных вод в месте сброса. При этом следует отметить, что данное направление анализа остаётся одним из проблемных в составе отчётности водопользователей. В среднем, более 50 % отчётов водопользователей не содержат данных гидрохимических наблюдений в месте сброса (рис. 4).

Количество предприятий предоставляющих сведения о выполнении плана водоохраных мероприятий стабильно составляет 83-86 % от числа отчитавшихся, при этом стоимостное выражение затрат предоставляют 59-65 % отчитавшихся. Обработка сведений по данному направлению осложняется тем, что водопользователи в большинстве случаев предоставляют сведения в целом на предприятие, без разбивки на кварталы и без



Рис. 4. Количество водопользователей, не обеспечивающих качества поверхностных вод в месте сброса

привязки к объектам водопользования. Рекомендованная для предприятий форма отчётности практически не используется.

В целом можно констатировать что осуществление системного и комплексного анализа ежеквартальной отчётности обеспечило заметное укрепление исполнительской дисциплины со стороны отчитывающихся, способствует эффективности контроля за использованием поверхностных водных ресурсов.

Главным итогом совместной деятельности, на наш взгляд, стало формирование инструмента обратной связи между водопользователями и специально уполномоченным органом: первые ощутили на себе действенный контроль, который в необходимых случаях дополняется мерами административного наказания, вторые получили более полное представление о том, как осуществляется процесс водопользования.

## АНАЛИЗ МОНИТОРИНГОВЫХ РАБОТ ФАКЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ПО ДАННЫМ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ЗЕМЛИ НА ТЕРРИТОРИИ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ

Ремень Наталья Сергеевна, Пуртов Виктор Александрович

Автономное учреждение ХМАО – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», Тюмень, Российская Федерация

Специфика промышленного сектора Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, связанного с нефтегазодобычей, обуславливает мощное антропогенное воздействие. Развитие регионального мониторинга основано на реальном состоянии природной среды и объектов производственной инфраструктуры. Одним из базовых инструментов регулярного и независимого учёта работы факельных установок является космическая съёмка.

*Ключевые слова:* данные дистанционного зондирования Земли, дешифрирование, использование попутного нефтяного газа, космическая съёмка, мониторинг, нарушенные земли, факельные установки.

Согласно утверждённой Правительством в 2021 г. Стратегии низкоуглеродного развития, Россия должна сократить выбросы в атмосферу на 60 % к 2050 г. Дальнейшее внедрение этой программы позволит достичь углеродной нейтральности к 2060 г. Углеродная нейтральность не предполагает 100%-го снижения выбросов углекислого газа (CO<sub>2</sub>), достижение этой цели возможно за счёт положительного баланса между антропогенными вы-

бросами и их поглощением различными экосистемами. По заявлению главы Минэкономразвития «реализация данного направления будет осуществляться с учётом текущих реалий» (<https://www.interfax.ru/business/> от 07.03.2023 г.). Одним из мероприятий по реализации Стратегии в нефтегазовой сфере является увеличение объёмов утилизации *попутного нефтяного газа* (Распоряжение Правительства РФ от 29 октября 2021 г. № 3052-р).

### Региональный мониторинг

Рациональное использование попутного нефтяного газа (ПНГ), учитывая требования российского законодательства об обязательной утилизации 95 %, а региональный целевой ориентир составляет 98 %, не теряет своей остроты и остаётся в группе развивающихся и значимых направлений в деятельности нефтегазовых компаний Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

Многие недропользователи разработали и успешно внедряют в производство способы эффективного использования

попутного газа: введение в технологические и промысловые процессы, закачка в единую газотранспортную сеть, электрогенерация, химическая переработка и т.д., несмотря на увеличение требуемых инвестиций для реализации выбранных методов. Однако, применение самого простого и экономичного способа, как факельное сжигание продолжается, оказывая негативное воздействие на окружающую среду, что несомненно требует особого контроля.

Увеличение пространственной информации, получаемой в результате

# ЭКОЛОГИЯ

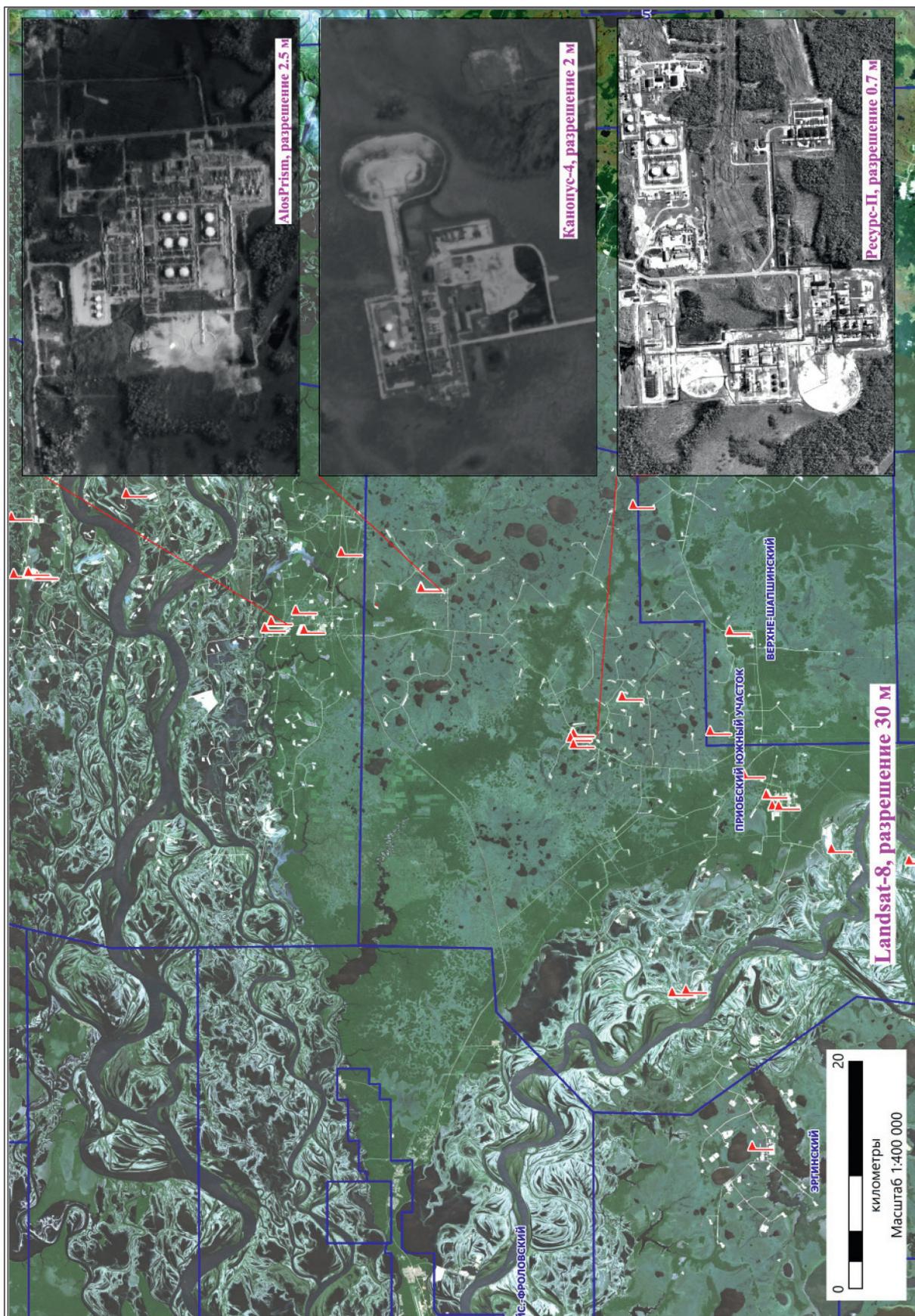


Рис. 1. Фрагменты космических снимков разного пространственного разрешения

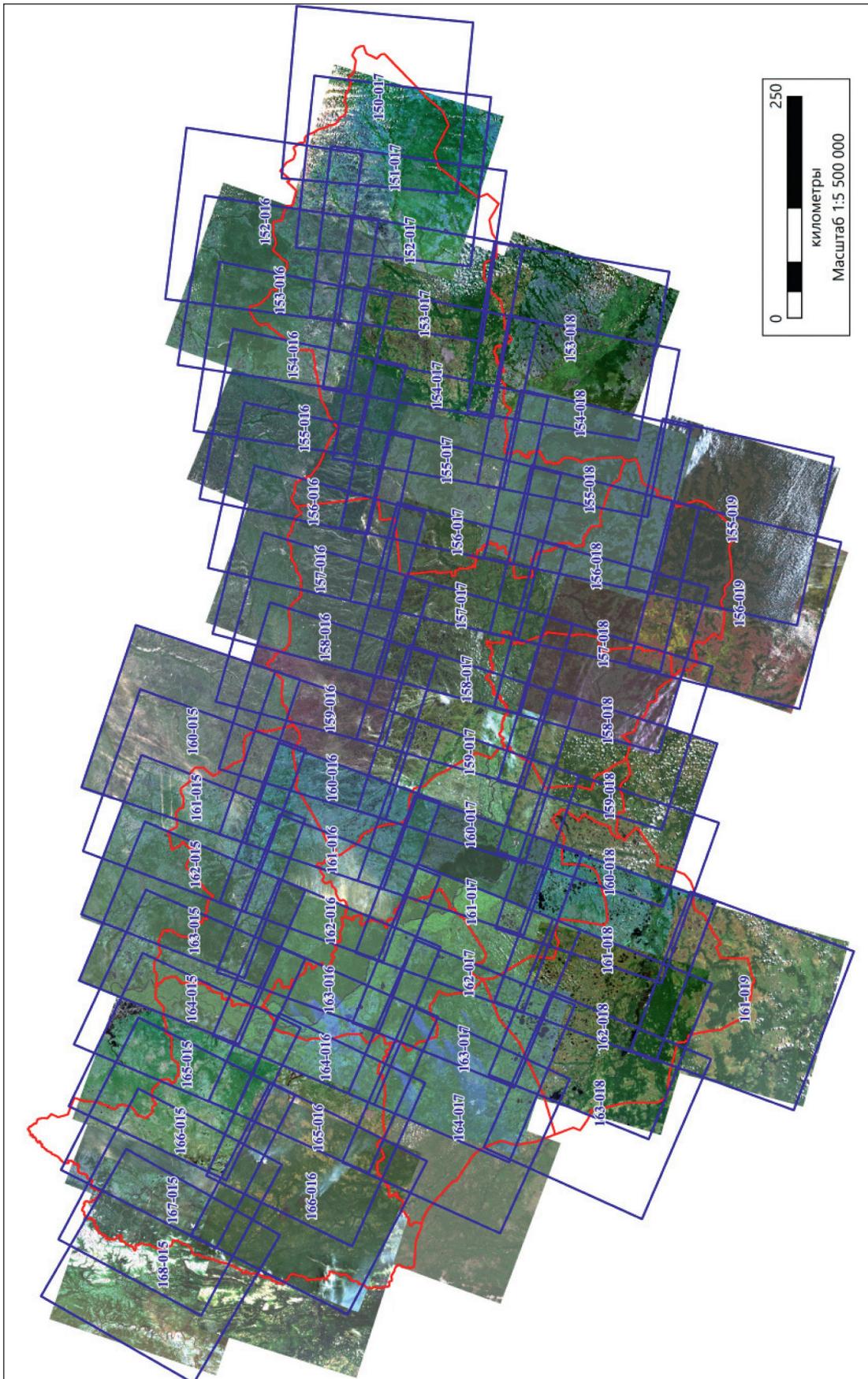


Рис. 2. Схема покрытия космическими снимками спутника Landsat-8, 9 территории ХМАО – Югры

Таблица 1

Космические снимки, используемые в региональном мониторинге (согласно классификации современных данных ДЗЗ)

Данные ДЗЗ сверхвысокого разрешения (< 1 м)	Данные ДЗЗ высокого разрешения (1–10 м)	Данные ДЗЗ среднего разрешения (10–30 м)
QUICKBIRD IKONOS GEOEYE-1	ALOS PRISM SPOT-4 RAPIDEYE РЕСУРС П панхроматическая съёмка: КАНОПУС-В ИК КАНОПУС-В № 3 КАНОПУС-В № 4 КАНОПУС-В № 5 КАНОПУС-В № 6	ALOS AVNIR-2 LANDSAT-7 LANDSAT-8 LANDSAT-9 многоспектральная съёмка: КАНОПУС-В ИК КАНОПУС-В № 3 КАНОПУС-В № 4 Канопус-В № 5 Канопус-В № 6

обработки данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) послужило предпосылкой для создания и проведения постоянного регионального мониторинга. С 2013 года одним из направлений применения космической съёмки в НАЦ РН им. В.И. Шпильмана является поиск, наблюдение и фиксирование горения факельных установок (ФУ).

Каталог имеющихся космоснимков состоит из изображений различных пространственных разрешений с отечественных и иностранных спутников многолетних и разносезонных периодов съёмки (табл. 1, рис. 1, 2).

Также, в качестве вспомогательной информации для сопоставления и верификации данных дешифрирования используются web-ресурсы: «Геопортал ЮГРА» <https://maps.crru.ru/>, <https://www.bing.com/maps/>, <https://maps.yandex.ru/>, <https://www.google.ru/>.

Нашими специалистами региональный мониторинг всегда осуществляется с помощью новейших программных продуктов. Применение автоматических технологий, методик дешифрирования проводилось в программных комплексах ER Mapper Professional, TNT mips, Erdas Imagin, Envi 4.6, Envi 5.1, Envi Classic, на период 01.12.2022 г. введена программа QGIS Desktop версии 3.22.1. Хранение, анализ и визуализация данных по факельным установкам, картографирование объектов, формирование тематических карт выполнялось в программном комплексе MapInfo Professional различных версий, с 2020 г. используется MapInfo Pro 2019.

В результате многолетних наблюдений состояния нефтегазового комплекса сформированы и представлены показатели размещения и функционирования факельных установок в разрезе вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) (табл. 2, рис. 3).

Таблица 2  
 Результаты мониторинга факельных установок по ВИНК за период 2013-2022 гг. (количество ФУ, шт.) по данным ДЗЗ

ВИНК*	Ф И К С А Ц И Я Г О Р Е Н И Я										Г О Р Е Н И Е О Т С У Т С Т В У Е Т									
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»	17	21 ↑	26 ↑	25 ↓	24 ↓	21 ↓	22 ↑	24 ↑	24	24	14	10 ↓	7 ↓	11 ↑	10 ↓	13 ↑	15 ↑	16 ↑	22 ↑	25 ↑
ПАО «НГК «СЛАВНЕФТЬ»	36	36	48 ↑	43 ↓	44 ↑	30 ↓	29 ↓	32 ↑	28 ↓	26 ↓	9	9	6 ↓	12 ↑	12	26 ↑	27 ↑	29 ↑	33 ↑	35 ↑
АО «ННК»	-	-	-	-	-	-	-	-	10	21	-	-	-	-	-	-	-	-	12	40
ПАО «ЛУКОЙЛ»	104	96 ↓	111 ↑	108 ↓	102 ↓	67 ↓	51 ↓	76 ↑	97 ↑	102 ↑	37	45 ↑	34 ↓	41 ↑	47 ↑	83 ↑	100 ↑	79 ↓	65 ↓	63 ↓
ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»	96	99 ↑	142 ↑	128 ↓	120 ↓	95 ↓	84 ↓	95 ↑	88 ↓	89 ↑	100	97 ↓	87 ↓	111 ↑	135 ↑	161 ↑	174 ↑	178 ↑	179 ↑	154 ↓
ПАО НК «РУССНЕФТЬ»	26	25 ↓	28 ↑	24 ↓	27 ↑	22 ↓	15 ↓	13 ↓	14 ↑	14	8	9 ↑	6 ↓	12 ↑	9 ↓	15 ↑	22 ↑	25 ↑	25	26 ↑
ПАО «НОВАТЭК»	-	-	-	-	-	-	2	1	0	0	-	-	-	-	-	-	0	1	2	2
ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»	64	45 ↓	77 ↑	86 ↑	67 ↓	55 ↓	27 ↓	42 ↑	50 ↑	57 ↑	126	145 ↑	120 ↓	119 ↓	141 ↑	153 ↑	182 ↑	168 ↓	164 ↓	157 ↓
ПАО АНК «БАШНЕФТЬ»	0	0	8 ↑	6 ↓	-	-	-	-	-	-	4	4	2	4	-	-	-	-	-	-
НЕИНТЕГРИРОВАННЫЕ	11	13 ↑	15 ↑	16 ↑	16	15 ↓	13 ↓	14 ↑	14	18 ↑	12	10 ↓	9 ↓	9	11 ↑	13 ↑	16 ↑	17 ↑	12 ↓	11 ↓
СП ВИНКОВ	23	27 ↑	17 ↓	19 ↑	18 ↓	17 ↓	15 ↓	14 ↓	12 ↓	12	14	10 ↓	8 ↓	6 ↓	7 ↑	8 ↑	11 ↑	12 ↑	16 ↑	16
ВНЕ РФН	0	0	0	0	0	2	2	2	5	3	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0
<b>ИТОГО:</b>	<b>377</b>	<b>362</b>	<b>472</b>	<b>455</b>	<b>418</b>	<b>324</b>	<b>260</b>	<b>313</b>	<b>342</b>	<b>366</b>	<b>324</b>	<b>339</b>	<b>279</b>	<b>325</b>	<b>373</b>	<b>473</b>	<b>548</b>	<b>525</b>	<b>530</b>	<b>529</b>

\* Согласно Перечню выданных лицензий на право пользования недрами, представляемому Отделом геологии и лицензирования Департамента по недропользованию по Уральскому ФО по ХМАО – Югре по состоянию на 01.11.2022 г.

## ЭКОЛОГИЯ

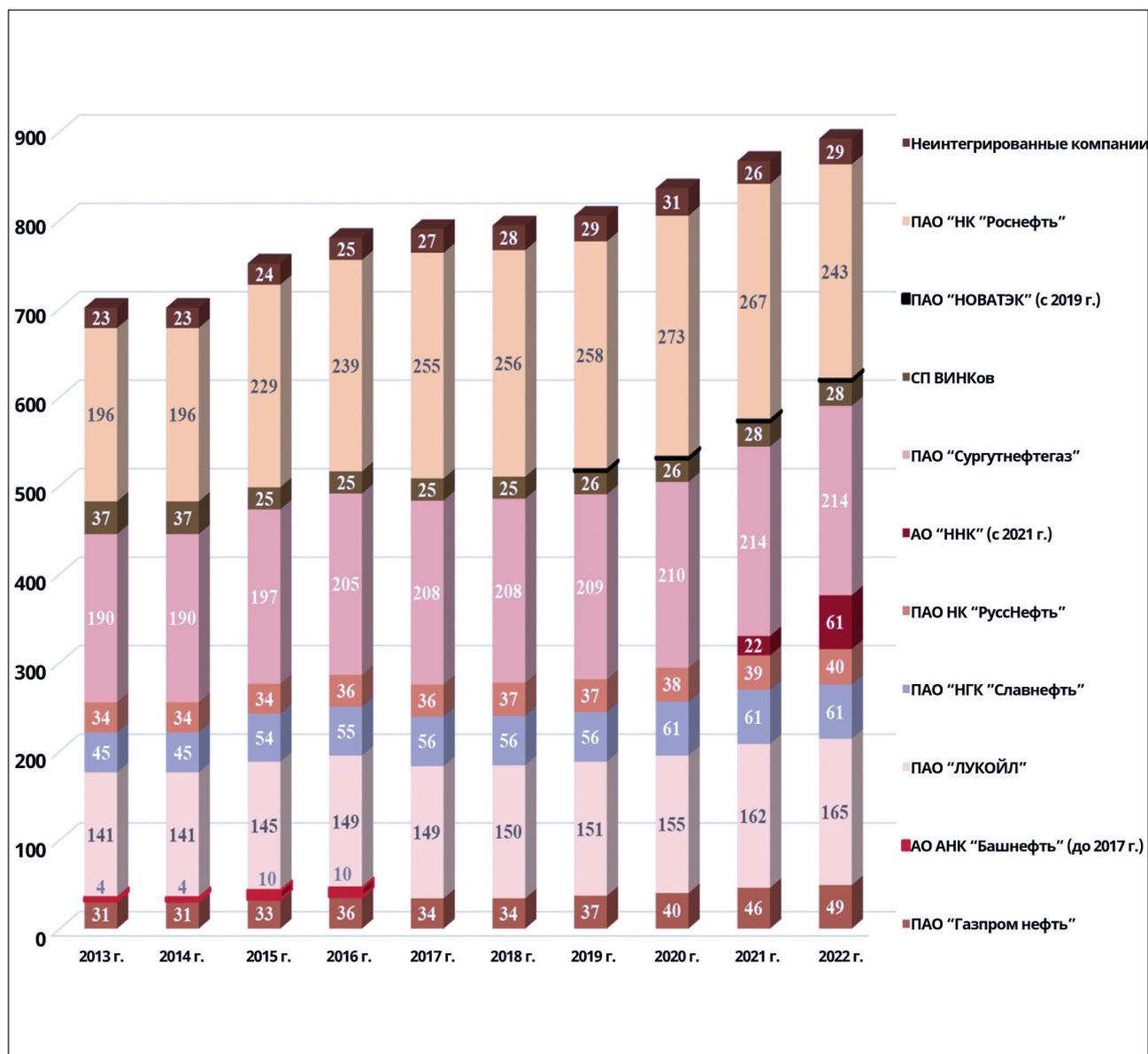


Рис. 3. Изменение общего количества факультных установок в разрезе ВИНК по годам

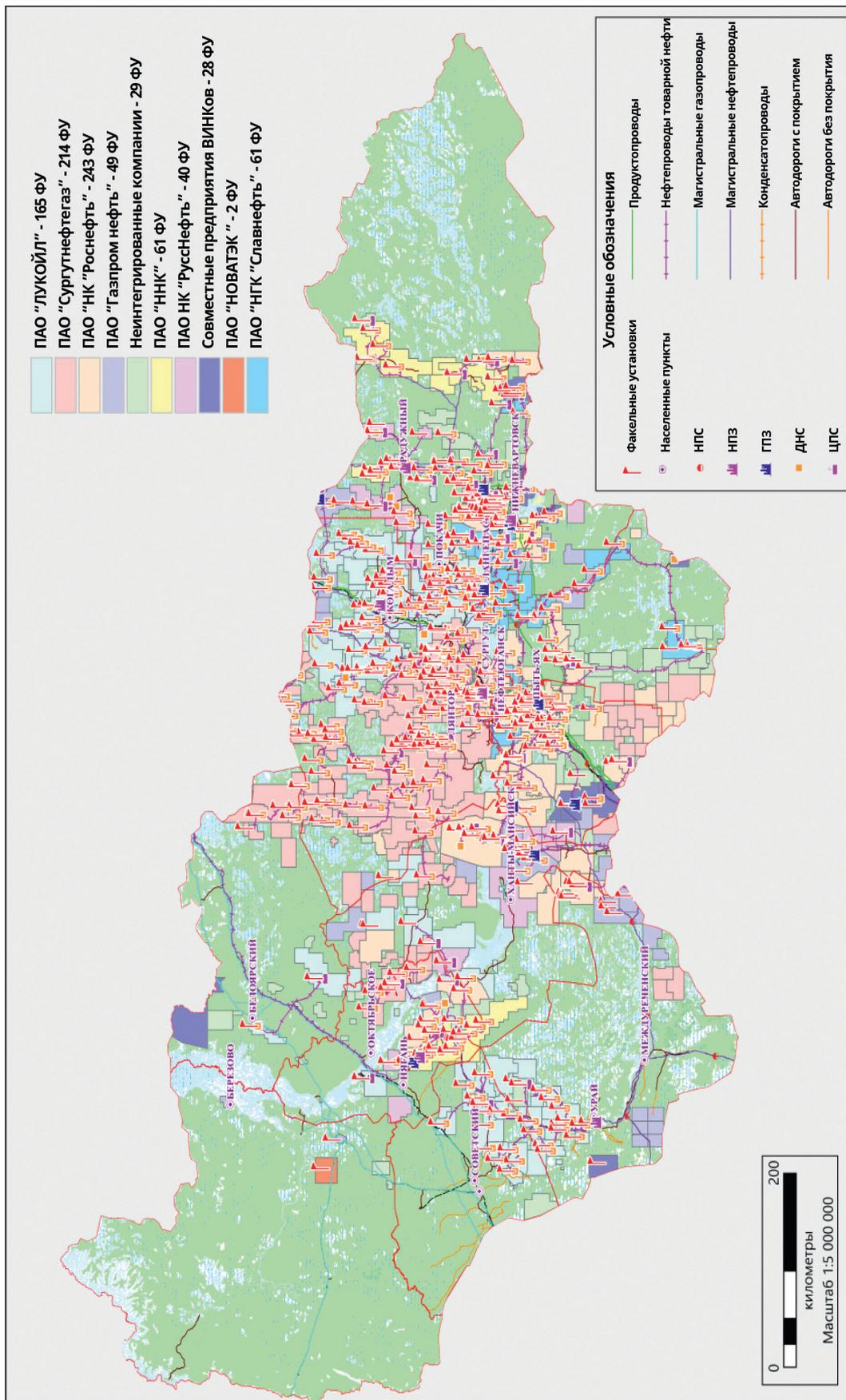


Рис. 4. Размещение факельных установок в разрезе ВИНК на территории ХМАО – Югры по данным ДЗЗ на 01.12.2022 г.

### ПАО «Газпром нефть»

Анализ мониторинговых работ за период 2013-2022 гг. характеризует следующее состояние факельных систем: общее количество ФУ с начала наблюдений в течение двух лет увеличивалось, далее, в 2017 г. немного снизилось и стабилизировалось. С 2019 по 2022 гг. снова зарегистрирован рост количества ФУ.

В 2015 г. зафиксировано самое большое за весь период наблюдений количество ФУ в стадии горения. С 2016 г. на протяжении трёх лет их количество имело положительное снижение, а в 2019-2020 гг. снова увеличилось и в последующие два года число оставалось неизменным.

Количество ФУ с отсутствием горения в начале наблюдений изменялось из года

в год – от снижения до увеличения и с 2018 г. отмечалось их стабильное положительное наращивание. В 2022 г. зафиксировано самое высокое за весь период наблюдений число выключенных факелов.

На 01.12.2022 г. в пределах компании произошло резкое снижение сжигания попутного нефтяного газа и увеличение его рационального использования:

- 🔥 горение отсутствовало на 25 ФУ, что составило 51.0 % от всех ФУ компании;
- 🔥 горение (постоянное и периодическое) зафиксировано на 24 ФУ, что составило 49.0 % от всех ФУ компании;
- 🔥 общее количество дешифрованных ФУ компании – 49 (доля в общем объёме 5.5 %) (рис. 4).

### ПАО «НГК «Славнефть»

Анализ мониторинговых работ за период 2013-2022 гг. характеризует следующее состояние факельных систем: общее количество ФУ с начала наблюдений в течение трёх лет увеличивалось, далее, на протяжении двух лет отмечалось стабильностью. В 2020 г. количество ФУ снова возросло и в течение последующих двух лет не изменялось.

В 2015 г. зафиксировано самое большое за весь период наблюдений количество ФУ в стадии горения. Далее их количество немного уменьшалось и вновь возросло до 2018-2019 гг., в этот период отмечался резкий положительный скачок в сторону отсутствия факельного сжигания. После 2020 г., в котором снова фиксировалось небольшое увеличение, в последующие два года отмечалось снижение числа ФУ.

По количеству ФУ с отсутствием горения в начале наблюдений фиксировалось уменьшение, с 2016 по 2021 гг. отмечалось их стабильное положительное наращивание. В 2022 г. зафиксировано самое высокое за весь период наблюдений число выключенных факелов.

На 01.12.2022 г. в пределах компании продолжают нарастать темпы рационального использования попутного нефтяного газа над его сжиганием:

- 🔥 горение отсутствовало на 35 ФУ, что составило 57.4 % от всех ФУ компании;
- 🔥 горение (постоянное и периодическое) зафиксировано на 26 ФУ, что составило 42.6 % от всех ФУ компании;
- 🔥 общее количество дешифрованных ФУ компании – 61 (доля в общем объёме 6.8 %) (рис. 4).

### ПАО «ЛУКОЙЛ»

Анализ мониторинговых работ за период 2013-2022 гг. характеризует следующее состояние факельных систем: практически ежегодное увеличение общего количества ФУ.

В 2015 г. зафиксировано самое большое за весь период наблюдений количество ФУ в стадии горения. Далее на протяжении четырёх лет отмечалось уверенное снижение их числа почти наполовину. В 2020 г. фиксировалось резкое увеличение горения факелов, продолжающееся в 2021-2022 гг.

По количеству ФУ с отсутствием горения в начале наблюдений чередовались подъём и спад. Затем с 2016 по 2019 гг. отмечалось их стабильное положительное наращивание более, чем в два раза.

В 2019 г. зафиксировано самое высокое за весь период наблюдений число выключенных факелов. С 2020 по 2022 гг. – снова отрицательный тренд.

На 01.12.2022 г. в пределах компании остаётся критическая ситуация с преобладанием сжигания попутного нефтяного газа над его рациональным использованием:

- 🔥 горение отсутствовало на 63 ФУ, что составило 38.2 % от всех ФУ компании;
- 🔥 горение (постоянное и периодическое) зафиксировано на 102 ФУ, что составило 61.8 % от всех ФУ компании;
- 🔥 общее количество дешифрованных ФУ компании – 165 (доля в общем объёме 18.4 %) (рис. 4).

### ПАО «НК «Роснефть»

Анализ мониторинговых работ за период 2013-2022 гг. характеризует следующее состояние факельных систем: увеличение общего количества ФУ на протяжении первых шести лет наблюдений, в 2021 г. число снизилось за счёт перевода нескольких компаний-недропользователей в дополнительную ВИНК.

В 2015 г. зафиксировано самое большое за весь период наблюдений количество ФУ в стадии горения. Далее на протяжении четырёх лет отмечалось устойчивое эффективное снижение. В последние три года отмечались изменения – от увеличения к снижению и снова к небольшому росту числа ФУ.

По количеству ФУ с отсутствием горения в начале наблюдений отмечалось снижение, затем регистрировалось ежегодное положительное наращивание. В

2021 г. зафиксировано самое высокое за весь период наблюдений число выключенных факелов. В 2022 г. – снова отрицательный тренд.

На 01.12.2022 г. в пределах компании развивается направленность значительного преимущества рационального использования попутного нефтяного газа над его сжиганием:

- 🔥 горение отсутствовало на 154 ФУ, что составило 63.4 % от всех ФУ компании;
- 🔥 горение (постоянное и периодическое) зафиксировано на 89 ФУ, что составило 36.6 % от всех ФУ компании;
- 🔥 общее количество дешифрованных ФУ компании – 243 (доля в общем объёме 27.2 % – самый высокий показатель) (рис. 5).

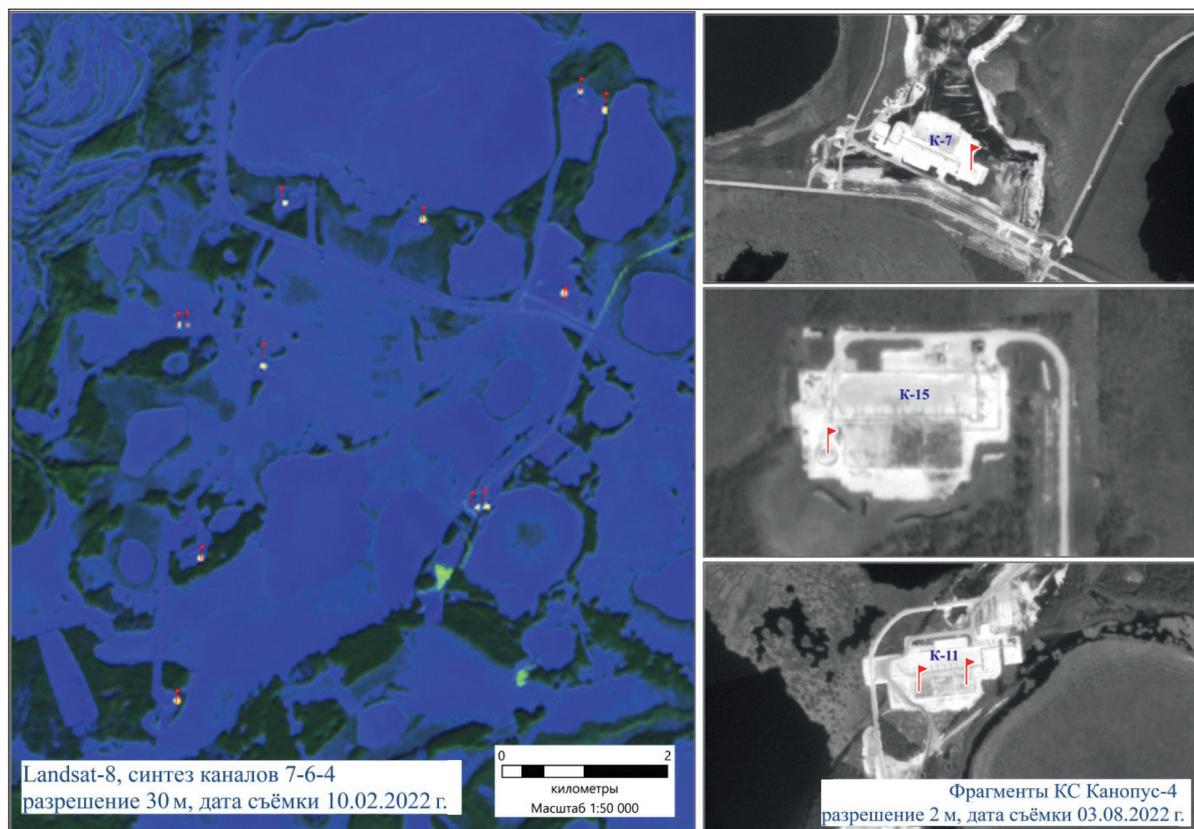


Рис. 5. Дешифрирование факельных установок на Кондинском лицензионном участке ПАО «НК «Роснефть»

#### АО «ННК»

На 01.12.2022 г. в пределах компании за двухлетний период мониторинга сложилась тенденция преобладания рационального использования попутного нефтяного газа над его сжиганием:

🔥 горение отсутствовало на 40 ФУ, что составило 65.6 % от всех ФУ компании;

🔥 горение (постоянное и периодическое) зафиксировано на 21 ФУ, что составило 34.4 % от всех ФУ компании;

🔥 общее количество дешифрированных ФУ компании – 61 (доля в общем объеме 6.8 %) (рис. 4).

#### ПАО НК «РуссНефть»

Анализ мониторинговых работ за период 2013-2022 гг. характеризует следующее состояние факельных систем: общее количество ФУ ежегодно незначительно повышалось.

В 2015 г. зафиксировано самое большое за весь период наблюдений количество ФУ в стадии горения. В последующие два года происходило попеременное сни-

жение и увеличение числа, затем на протяжении трёх лет отмечался положительный тренд уменьшения, в 2021 г. зафиксирован небольшой рост, за 2022 г. число ФУ не изменилось.

По количеству ФУ с отсутствием горения в начале наблюдений на протяжении четырёх лет чередовались рост и падение, а с 2018 г. отмечалось устойчивое

ежегодное наращивание числа ФУ. В 2022 г. зафиксировано самое высокое за весь период наблюдений число выключенных факелов.

На 01.12.2022 г. в пределах компании сохраняется направленность значительного преимущества рационального использования попутного нефтяного газа над его сжиганием:

- 🔥 горение отсутствовало на 26 ФУ, что составило 65 % от всех ФУ компании;
- 🔥 горение (постоянное и периодическое) зафиксировано на 14 ФУ, что составило 35 % от всех ФУ компании;
- 🔥 общее количество дешифрированных ФУ компании – 40 (доля в общем объёме 4.5 %) (рис. 4).

### ПАО «Сургутнефтегаз»

Анализ мониторинговых работ за период 2013-2022 гг. характеризует следующее состояние факельных систем: общее количество ФУ практически ежегодно увеличивалось.

В 2016 г. зафиксировано самое большое за весь период наблюдений количество ФУ в стадии горения. Далее на протяжении трёх лет их число уверенно уменьшалось, с 2020 г. снова фиксировался резкий скачок в сторону сжигания газа на факелах, продолжающееся в последующие годы.

По количеству ФУ с отсутствием горения в начале наблюдений чередовались рост и уменьшение, затем на протяжении трёх лет уверенное наращивание. В 2019 г.

зафиксировано самое высокое за весь период наблюдений число выключенных факелов. В период 2020-2022 гг. снова последовал отрицательный тренд.

На 01.12.2022 г. в пределах компании утвердился курс значительного преимущества рационального использования ПНГ над его сжиганием:

- 🔥 горение отсутствовало на 157 ФУ, что составило 73.4 % от всех ФУ компании;
- 🔥 горение (постоянное и периодическое) зафиксировано на 57 ФУ, что составило 26.6 % от всех ФУ компании;
- 🔥 общее количество дешифрированных ФУ компании – 214 (доля в общем объёме 24 %) (рис. 4).

### Совместное предприятие ВИНКов

Анализ мониторинговых работ за период 2013-2022 гг. характеризует следующее состояние факельных систем: общее количество ФУ, после существенного снижения в 2015 г., в последующие годы изменялось незначительно. В начале наблюдений – в 2014 г. фиксировалось самое большое количество ФУ в стадии горения. Далее, в течение двух лет отмечались спад и рост, затем на протяжении шести лет регистрировалось устойчивое снижение числа ФУ. По количеству ФУ с отсутствием горения в начале наблюдений в течение трёх лет фиксировалось уменьшение, затем на протяжении пяти лет уверенное наращивание числа ФУ. В 2021-2022 гг.

зафиксировано самое высокое за весь период наблюдений число выключенных факелов.

На 01.12.2022 г. в пределах компаний сохраняется направленность рационального использования попутного нефтяного газа над его сжиганием:

- 🔥 горение отсутствовало на 16 ФУ, что составило 57.1 % от всех ФУ компании;
- 🔥 горение (постоянное и периодическое) зафиксировано на 12 ФУ, что составило 42.9 % от всех ФУ компании;
- 🔥 общее количество дешифрированных ФУ компаний – 28 (доля в общем объёме 3.1 %) (рис. 4).

### Неинтегрированные компании

Анализ мониторинговых работ за период 2013-2022 гг. характеризует следующее состояние факельных систем: общее количество ФУ ежегодно увеличивалось, кроме 2021 г., в котором отмечалось небольшое снижение. В начале наблюдений – с 2014 по 2016 гг. фиксировался небольшой рост количества ФУ в стадии горения, в последующие три года отмечались стабилизация и положительное снижение, затем снова регистрировался прирост числа ФУ. В 2022 г. зафиксировано самое большое за весь период наблюдений количество ФУ в стадии горения. По количеству ФУ с отсутствием горения в начале наблюдений фиксировалось уменьшение, затем на протяжении четырёх лет положительное наращивание. В 2020 г.

зафиксировано самое высокое за весь период наблюдений число выключенных факелов. С 2021 по 2022 гг. снова отрицательный тренд сжигания газа.

На 01.12.2022 г. в пределах компаний продолжает меняться ситуация в худшую сторону – сжигание попутного нефтяного газа преобладает над его рациональным использованием:

- 🔥 горение отсутствовало на 11 ФУ, что составило 38 % от всех ФУ компании;
- 🔥 горение (постоянное и периодическое) зафиксировано на 18 ФУ, что составило 62 % от всех ФУ компании;
- 🔥 общее количество дешифрованных ФУ компаний – 29 (доля в общем объеме 3.2 %) (рис. 4).

### ПАО «НОВАТЭК»

Анализ мониторинговых работ за четырёхлетний период характеризует следующее состояние факельных систем: общее количество ФУ не изменялось и составляло 2 объекта. В 2019 г. обе установки находились в стадии периодического горения, в 2020 г. – 1 ФУ, в 2021 г. на обеих установках горение отсутствовало и в 2022 г. тренд рационального использования попутного газа сохранился (рис. 4).

Следует отметить, что вне границ лицензионных участков распределённого фонда недр, близ г. Урай с 2018 г. ведётся наблюдение за тремя факельными установками с циклом периодического горения. Данные объекты относятся к центральному пункту сбора нефти ПАО «ЛУКОЙЛ».

### Мониторинг нарушенных земель в местах сжигания попутного нефтяного газа

Параллельно с наблюдениями за горением факельных установок проводился ежегодный мониторинг нарушенных участков земли в местах сжигания ПНГ.

Динамика количества и площадей нарушенных участков земли анализировалась в ходе комплексного рассмотрения имеющихся данных о наличии факельных систем (рис. 6). Обнаруженные объекты переводятся в векторный формат ГИС с последующей корректировкой полигонов по актуальной космической съёмке.

Как видно из данных диаграммы, происходит ежегодное прибавление нарушенных участков. Это следует из-за производственного ввода в эксплуатацию новых факельных установок. С начала наблюдений количество нарушенных полигонов выросло почти на 34 %. Общая площадь антропогенно-нарушенных земель увеличивалась менее быстрыми темпами, доля роста составила 20 %.

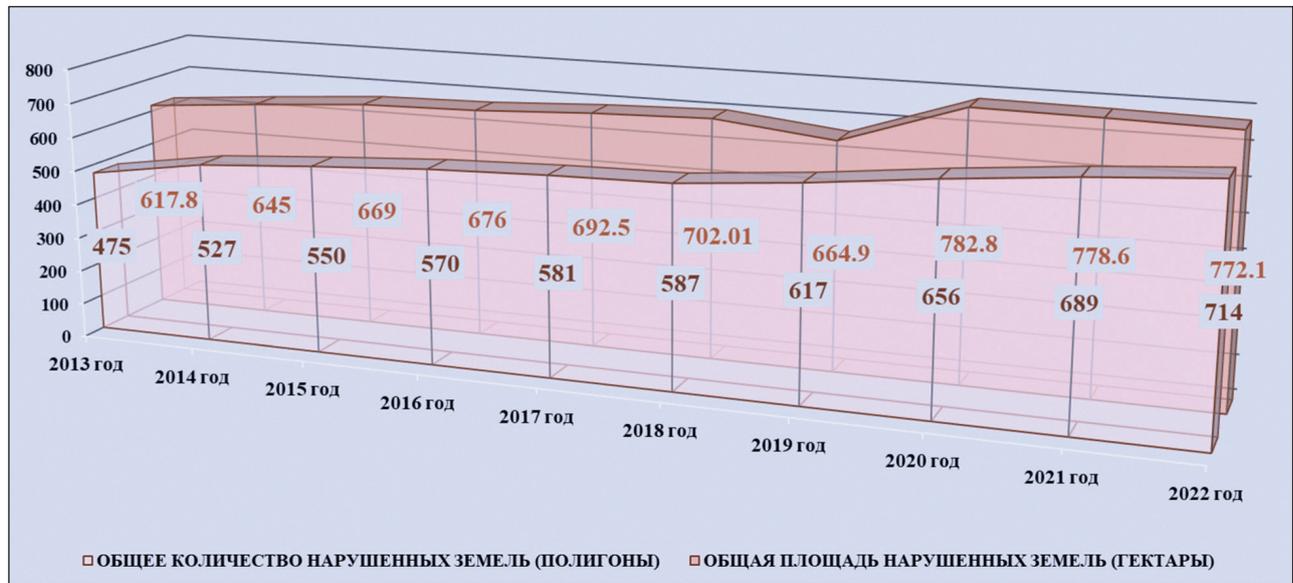


Рис. 6. Динамика количественных и площадных показателей нарушенных земель в местах сжигания ПНГ на период 2013-2022 гг. по данным ДЗЗ

### Выводы

Согласно экспертной оценке, основанной на сопоставлении официальной информации недропользователей и данных дистанционного зондирования Земли на 01.12.2022 г. в реестре факельных установок числятся 895 объектов. Из них на 366 отмечается горение (постоянное и периодическое), что составляет 41 % от общего количества. И на 529 горение не зафиксировано, соответствующая доля 59 %.

Наибольшее количество ФУ дешифрировано на лицензионных участках ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Сургутнефтегаз» и ПАО «ЛУКОЙЛ» – почти 70 % от всех ФУ, расположенных на территории распределенного фонда недр.

Наибольшее количество ФУ в стадии горения зафиксировано в ПАО «ЛУКОЙЛ» – 102 объекта, что составляет 28 % от общего количества включенных факелов. Наименьшее количество в данной группе – в Совместном предприятии ВИНКов АО «Томскнефть» Восточной нефтяной компании и Салым Петролеум

Девелопмент Н.В. – 12 объектов, что составляет 3.3 %. Следует отметить и ПАО НК «РуссНефть», в котором дешифрировано также небольшое количество – 14 объектов (3.8 %).

Наибольшее количество ФУ с отсутствием горения зафиксировано в ПАО «Сургутнефтегаз» – 157 объектов, что составляет почти 30 % от общего количества выключенных факелов. Также высокий качественный показатель и в ПАО «НК «Роснефть» – 154 объекта (29.1 %). Наименьшее количество в данной группе – во множественных неинтегрированных компаниях – 11 объектов, что составляет 2.1 %.

По соотношению двух категорий факельных установок – с фиксацией горения и его отсутствием в разрезе ВИНК сложилась различная ситуация.

В ПАО «Сургутнефтегаз» преобладает устойчивое эффективное использование попутного газа над факельным сжиганием, доля рационального применения

составила 73 %. Далее по компаниям этот показатель распределился следующим образом: АО «ННК» – 66 %; ПАО НК «Русс-Нефть» – 65 %; ПАО «НК «Роснефть» – 63.4 %; ПАО «НГК «Славнефть» – 57.4 %; в Совместном предприятии ВИНКов – 57 %.

Отмечена компания, в которой ситуация изменилась в лучшую сторону – в ПАО «Газпром нефть» доля рационального применения попутного сырья составила 51 %.

В ПАО «ЛУКОЙЛ» продолжилось снижение количества выключенных факелов

и сложилась критическая ситуация факельного сжигания, доля эффективного использования насчитывает всего лишь 38 %. В неинтегрированных компаниях – такой же показатель – 38 %.

Ведение регионального мониторинга с помощью дистанционного зондирования Земли, нацеленное на получение актуального, достоверного, регулярного и, что очень важно, независимого учёта по сжиганию попутного газа на факельных установках будет продолжено в 2023 году.

## ОТ СТРУКТУРНОГО КАРКАСА К ИНТЕГРИРОВАННОЙ ЦИФРОВОЙ МОДЕЛИ: АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЦЕПОЧЕК

Сидоров Андрей Андреевич

Автономное учреждение ХМАО – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», Тюмень, Российская Федерация

### Введение

Создание цифровых региональных геолого-математических моделей, помимо общенаучной ценности, имеет важное практическое значение для принятия стратегических решений относительно выбора направления проведения геологоразведочных работ и оценке ресурсного потенциала территорий. Кроме того, по мере накопления детализирующих геологическое строение региона исследований, возникает необходимость периодического возвращения на региональный этап, с целью уточнения модели и переоценки некоторых представлений о перспективах нефтегазоносности или наличия иных полезных ископаемых.

Более 20 лет в НАЦ РН ведутся начатые под руководством В.А. Волкова работы по увязке и систематизации исходной геолого-геофизической информации [1, 2], по результатам которых был создан цифровой структурный каркас региона. Территориально он характеризует центральную часть Западной Сибири, включающую ХМАО, южные районы ЯНАО, части Томской, Свердловской и юга Тюменской области. Некоторые элементы модели расширены на северные районы ЯНАО, а также на Таймыр. Каркас является структурной основой для всей картографической продукции Центра, включая слои Геопортала, а также исходной базой при проведении субрегиональных или локальных уточняющих построений и многих договорных работ.

Формирование каркаса происходило поэтапно: сперва строились цифровые модели по опорным отражающим

горизонтам, как наиболее обеспеченным исходной геолого-геофизической информацией. Детализация каркаса в разрезе приурочивалась к выполнению ряда региональных работ: в 2007-2008 годах в рамках задания по федеральному договору [3] были построены структурные карты по отражающим горизонтам юрского интервала разреза, в 2009 году при переоценке начальных ресурсов модель была дополнена неоккомским клиноформным комплексом и, далее, стратиграфическими границами верхнего мела.

Переход на 64-х разрядное программное обеспечение позволил сгустить расчётную сетку модели с тем, чтобы охарактеризовать структуры, имеющие размеры 0.5-1 км. Это максимальная детальность структурного плана, которая может быть получена из результатов интерпретации наиболее плотных данных 2D-сейсморазведки. Дальнейшая детализация модели в плане имеет смысл в локальных областях с привлечением данных 3D-сейсморазведки и, по возможности, эксплуатационного бурения.

Структурный каркас также является обобщением почти полувекового опыта, накопленного Тюменской геолого-математической школой, основанной в Зап-СибНИГНИ под началом А.М. Волкова. Математические методы решения геологических задач, разработанные специалистами, вышедшими из отдела, возглавляемого А.М. Волковым, позже были реализованы в программных продуктах, имевших и имеющих широкое практическое применение: SIGMA, GeoFluid, Plotlog,

Isoline, GST. Программный комплекс GST является главным вычислительным звеном в структурном каркасе. Вариационно-сеточный метод построения цифровых моделей геологических объектов позволяет в рамках единого подхода картировать как структурные границы, так и поля геологических и физических свойств. Основы, возможности и результаты применения данного метода, а также принципы

алгоритмизации вычислений отражены в ряде публикаций [5-9] и докладывались на многих специализированных международных конференциях.

В данной статье предлагается рассмотреть перспективы дальнейшего развития цифрового структурного каркаса, а также обсудить некоторые аспекты разработки специализированного программного обеспечения.

### Совмещение региональных и локальных моделей

Как отмечалось выше, базовая сетка (ячейки 500x500 м) структурных карт региональной модели способна описать структуры диаметром 0.5-1 км, захваченные полигонами профилей наи-

более плотной 2D-сейсморазведки. Для целей изучения региональных тенденций строения осадочного чехла такая детальность модели может оказаться даже избыточной – при изготовлении

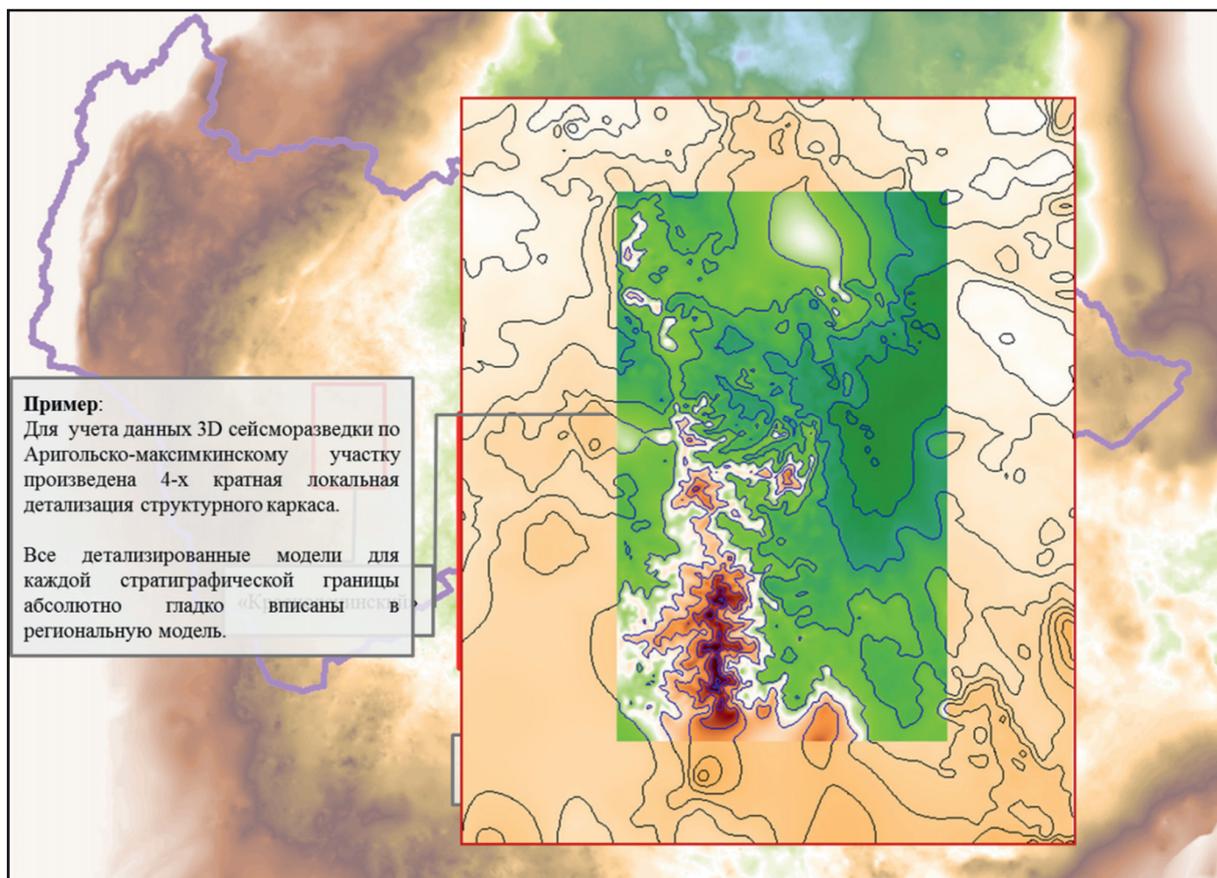


Рис. 1. Пример сопряжения региональной структурной модели и локальной по Аригольско-Максимкинскому участку, построенной на основе данных 3D-сейсморазведки

картографической продукции масштаба 1:1000000 или 1:500000 сетки структурных карт проходят через процедуру сглаживания. Однако на территории распределённого фонда, в областях, охарактеризованных 3D-сейсморазведкой и детальной сетью эксплуатационного бурения, ожидаемо наблюдается существенное отличие структурного плана региональной модели от локальных карт, построенных по всему объёму исходной информации. Но локальные модели, как правило, создаются под конкретный проект, например, подсчёт запасов по какому-либо месторождению. Модель часто «обрывается» на границе зоны интересов и слабо связана с региональным структурным планом за её пределами. Поэтому корректное совмещение разномасштабных моделей поможет не только повысить точность региональных карт, но и информативность в зонах сопряжения локальных и региональной модели.

Локальная детализация моделей за счёт сгущения сетки в некоторой области носит название «многосеточных методов» или «local grid refinement (LGR)». Подраз-

умеваются, что ячейки сгущенной сетки гладко сопряжены с ячейками более масштабной модели, что позволяет получить непротиворечивую и точную карту с одновременной экономией используемой для хранения сетки памяти.

Технология, подобная этой, реализованная в программе GST, основана на свойствах бикубических B-сплайнов, коэффициенты которых для кратно сгущаемых сеток вычисляются аналитически. Она позволяет абсолютно гладко вписать в региональную модель детализированный участок и учесть в построениях дополнительную информацию, например, 3D-сеймику и эксплуатационное бурение. Физически детализируемый участок является отдельной моделью со своим набором данных, но с условием гладкой склейки на границе с региональной сеткой. Эта технология задействована в цифровом каркасе. Для областей, обеспеченных результатами интерпретации данных 3D-сейсморазведки, созданы детализированные уменьшенные «клоны» регионального каркаса, гладко вписанные в базовую модель.

### В направлении интегрированной цифровой модели

Помимо региональных структурных построений, в НАЦ РН в рамках выполнения договорных работ строились иные виды региональных моделей. Так, например, в 2015-2016 годах при оценке нефтегенерационного потенциала баженовской свиты [4] моделировались поля геологических и физических свойств и параметров, таких как минеральный состав, содержание органического вещества и его зрелость, пиролитические параметры, пластовые температуры и пр. Очевидно, что карты параметров, характеризующих геологическое строение территории, и поля различных физических свойств не являются независимыми. Распределение литологических свойств и характеристик вещественного состава прямо или косвен-

но зависит от глубины и, вообще, от структурного плана; степень зрелости органического вещества – от термобарических условий, а те, в свою очередь – от структурного плана, вещественного состава и литологии. Взаимная зависимость геологических и физических параметров делает актуальным картирование этих свойств в рамках единой, интегрированной модели что, в конечном счёте, должно привести к формированию более полной и точной картины строения осадочного чехла.

Первый шаг в этом направлении был сделан в 2016 году, когда цифровой каркас был дополнен моделью строения, а также моделью физических и геохимических свойств баженовской свиты. С этого момента региональная модель перестала

быть в чистом виде структурной. Далее, в рамках выполнения госзадания, структурный каркас стал основой для квази-трёхмерной температурной модели центральной части Западной Сибири, для чего были использованы данные испытаний более 1000 скважин. Для определения теплофизических свойств пород осадочного чехла на основе данных интерпретации ГИС, проведённой по всему стволу скважин, была построена упрощённая литологическая модель: псевдо-куб коэффициента песчаности. Таким образом, шаг за шагом, в региональную модель вводятся новые элементы с учётом взаимных зависимостей с другими элементами. В смысле перехода от структурного каркаса к интегрированной цифровой модели мы находимся в самом начале пути. Эта масштабная задача требует ряда решений в организационном, научном и техническом направлении.

Основополагающим критерием информативности цифровой модели является её актуальность: соответствие элементов модели исходным данным. Для этого необходимо обеспечить регулярное поступление в модель (в распоряжение Центра) данных сейсморазведки, бурения, испытаний скважин, ГИС и других геоло-

гических и геофизических исследований. При этом, безусловно, главный интерес представляют новые данные, которые часто находятся в собственности компаний, но по некоторым областям актуальными остаются (за неимением иных) исследования 1960-1970-х годов.

Для обработки и структурирования объёма поступающих данных, помимо дополнительных усилий соответствующих специалистов, необходима модернизация или даже перепроектирование систем хранения информации (баз данных), а также инструментария работы с ними.

Экстенсивное пополнение модели, то есть увеличение количества её элементов, требует расширения круга работающих с ней специалистов, развитие математического и вычислительного аппарата, дополнительных научных исследований. При этом важно учитывать, что разрастание модели, увеличение числа ответственных за неё лиц неминуемо приведёт к усложнению её структуры, а также внутренних потоков данных. Чтобы избежать развала модели на слабо связанные части, необходимо реализовать технические решения, обеспечивающие все внутренние транзакции и согласованность составляющих интегрированной цифровой модели.

### Программно-технические решения

Опыт специалистов Центра, унаследованный из тюменской геолого-математической школы, задолго до начала политики импортозамещения определил ориентацию на использование в задачах моделирования собственного программного обеспечения. Так, например, в качестве ГИС системы, визуализатора содержимого БД Центра, обеспечивающей доступ с рабочих мест к графическим слоям и картам, широко используется программа *Isoline*. Задачи геокартирования, в том числе расчёт структурного каркаса и сопутствующих моделей осуществляется

в программе *GST*, адаптированной к алгоритмизации сложных расчётных процессов. На рисунке ниже приведена общая схема формирования цифровой модели и её связей с интегрированной базой данных Центра, а также с процедурами экспорта результатов расчётов их анализа.

В схеме можно выделить блок загрузки, сортировки, категоризации исходной скважинной и сейсмической информации из БД и её подготовки к процедурам моделирования. Центральное место занимает расчётное ядро – набор проектов, в которых, собственно, строятся сеточные

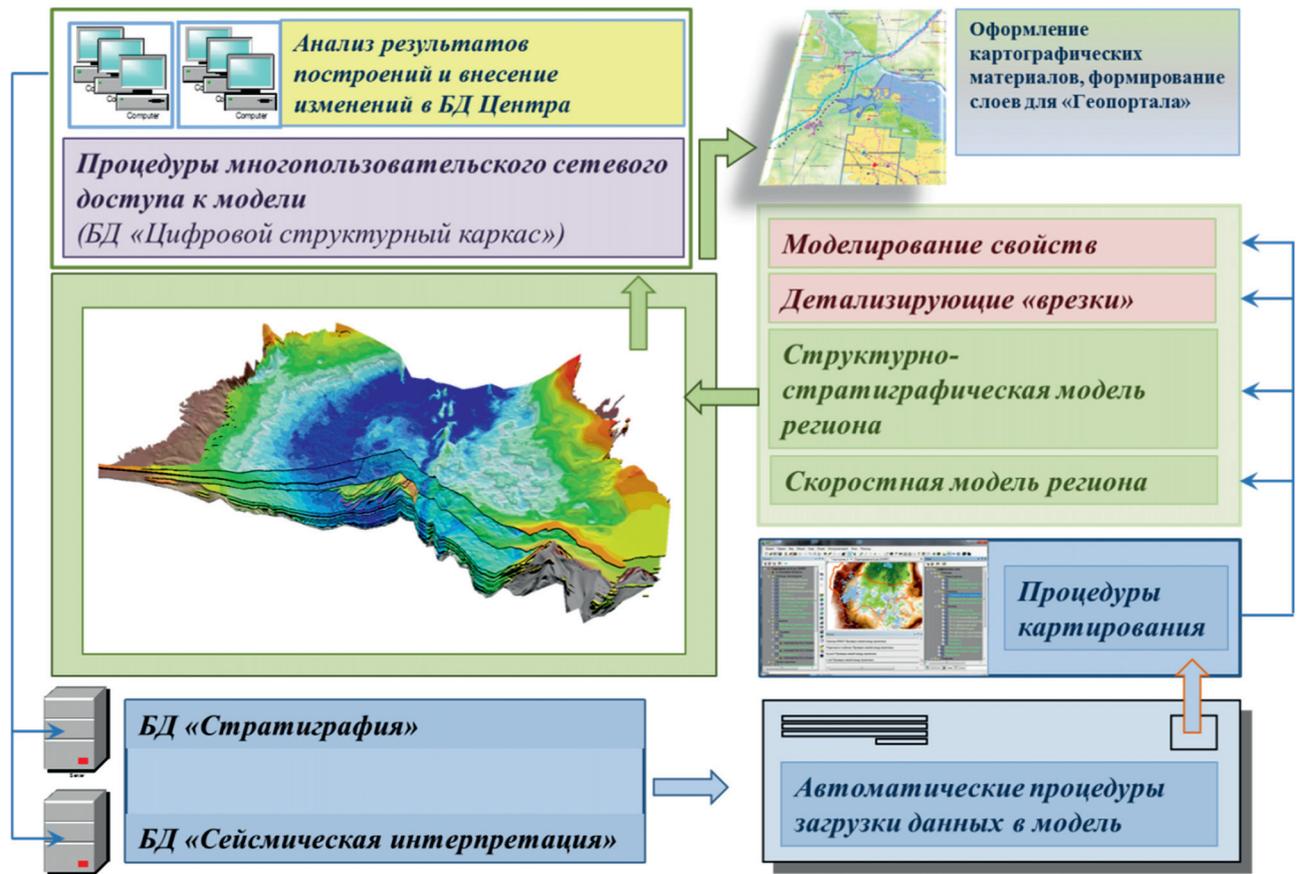


Рис. 2. Схема цифрового структурного каркаса: точки входа и выхода

модели геологических объектов. Блок анализа обеспечивает многопользовательский доступ к результатам моделирования для оценки качества построений и принятия решения относительно корректности исходных данных и параметров моделирования. Блок экспорта предназначен для выгрузки результатов моделирования в файловую БД «Цифровой структурный каркас», в каталог слоёв БД «Центр+» Isoline, в структуры слоёв, предназначенных для печати картографической продукции, а также для визуализации на Геопортале. Несмотря на визуальную компактность схемы, в действительности она описывает расчётный процесс, состоящий из нескольких десятков проектов, каждый из которых также имеет сложную внутреннюю структуру. На текущий момент,

в совокупности, цифровой структурный каркас – это тысячи связанных объектов: таблиц, сеток, полигонов, которые, с учётом оптимизации хранения занимают объём на диске более 50 Гб.

Работа с проектами, хранящими в себе столь большое число объектов, слоёв, связей, в особенности при необходимости циклических перестроений, осуществляется с помощью технологий управления процессами, более известными как Workflow технологии. Рабочий процесс описывается с помощью скриптов или разного рода графов; это не стало стандартом при проектировании геологического программного обеспечения, однако, внедрено в профессиональное ПО, такое как Roxar RMS, Petrel, T-Navigator. Ядро структурного каркаса рассчитывается в программе

## МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

GST, в которой реализован альтернативный объектно-иерархический подход [6, 7, 10] к алгоритмизации и автоматизации построений. В нём пространство данных организовано в виде иерархической древовидной структуры, в корне которой исходная информация, а процесс расчёта представлен как движение данных «вверх по ветвям» и их преобразование. Объектно-иерархический подход обеспечивает однозначную повторяемость расчётов, возможность выполнить технологическую цепочку в автоматическом режиме, распараллеливание, а также автоматическое отслеживание связей между элементами модели, фиксирование изменения исходных данных и пересчёт элементов, затронутых этими изменениями.

Перечисленные достоинства объектно-иерархического подхода становятся тем ценнее, чем больше расширяется и усложняется модель. По мере увеличения числа элементов и связей, ошибки, обусловленные необходимостью отслеживания изменений, из разряда случайностей

неизбежно перейдут в разряд закономерностей. Другой аспект расширения модели, в особенности при включении в неё подмоделей, описывающих физические, литологические и геохимические свойства, заключается в необходимости вовлечения в работу с моделью дополнительных специалистов. Это, в свою очередь, ставит вопрос об организации доступа к данным модели сразу нескольких специалистов.

Обеспечение многопользовательского доступа к проектам, как правило, подразумевает достаточно сложные технические решения, регламентирующие права и области ответственности пользователей. Нами реализован простой по сути подход, основанный на разбиении большой модели на подзадачи, для каждой из которых формируется отдельный проект. Это вполне соотносится с практикой, когда каждый сотрудник выполняет свою часть задачи, и результаты его работы поступают в качестве исходных данных для вычислений на следующем этапе.

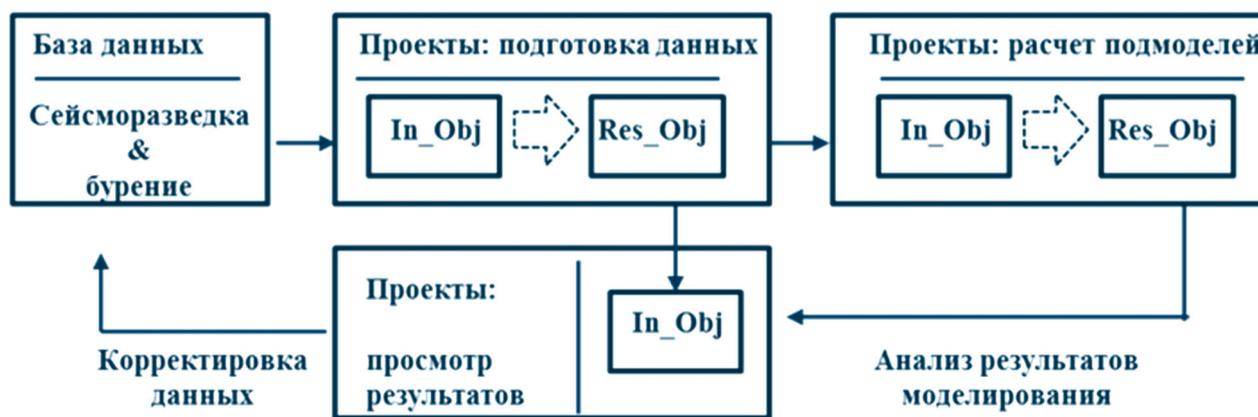


Рис. 3. Принципиальная схема связанных проектов при реализации комплексной геолого-математической модели

Проблема оперативного обмена данными между подзадачами решается с помощью технологии связанных проектов, которая через систему идентификации элементов модели обеспечивает прямой

доступ к внутренним объектам проекта, минуя обменные файлы (см. рис. 3). То есть результаты решения подзадачи автоматически попадают на следующий этап исполнения технологической цепочки.

Более того, эта технология позволяет хранить данные, предназначенные для обмена, в единственном экземпляре, что существенно экономит дисковое пространство.

Технология связанных проектов дала возможность реализовать изящное решение, позволяющее специалистам-геологам анализировать самые актуальные результаты моделирования без необходимости открывать расчётные проекты и, соответственно, без опасности внешнего вмешательства в структуру проектов. Специально для геологов сформированы проекты-визуализаторы, напрямую обращающиеся к результирующим элементам модели и отображающие их в виде графических слоёв. Таким образом происходит распараллеливание работы специалистов, занимающихся моделированием, и экспертов с разделением прав на чтение данных и их изменение.

Проблемы алгоритмизации и автоматизации построений это, в первую очередь, вопросы проектирования программного обеспечения, часто на самом начальном этапе разработки. Возможности, заложенные в ядро программы, определяют весь будущий функционал, а также потенциал для модификаций софта. При этом для любой программы существует некий предел роста, за которым внесение сколь-либо существенных изменений в возможности софта приводит к непропорциональному росту трудозатрат на отладку кода и тестирование.

Во многом процесс развития программного обеспечения (не только геологического) завершил круг по спирали. Изначально программный модуль, как правило, без интерфейса, обладал ограниченным функционалом и требовал чёткой типизации данных, посылаемых на вход и получаемых на выходе. Исполнение некоторой технологической цепочки заключалось в последовательном вызове ряда модулей с соответствующими командами. Обмен информацией осуществлялся через файлы. Тем не менее, возможность

пакетного запуска с сохранением командных строк представляла собой первый workflow. Развитие графического интерфейса позволило объединить разнородные модули в рамках единой программы, при этом «протоколируемость» решаемой задачи была принесена в жертву интерактивности, когда пользователь своими действиями определяет последовательность исполнения программных блоков. Коммерческое геологическое программное обеспечение выросло либо из корпоративного софта, либо формировалось на основе некоторого «удачного решения»: блока сейсмической корреляции, гидродинамического симулятора и т.д. Разрастание до «универсального ПО» происходило с ускоренной разработкой новых блоков (или их покупкой), которые часто оказывались «слабее» исходного ядра. Развитие программ с учётом многочисленных пожеланий пользователей приводило к относительно быстрому достижению пределов роста, и всё это требовало принципиального изменения подходов к проектированию программного обеспечения.

Подход, используемый во многих коммерческих программных продуктах, заключается в открытии некоторых функций ядра программы и предоставлении пользователю возможности написания собственных расчётных блоков с их включением в технологическую цепочку. Такой подход реализован в ряде известных коммерческих программ. В Petrel с помощью платформы Ocean на языке C# предлагается разработка расчётных и интерфейсных модулей; в Roxar RMS и T-Navigator функциональные дополнения пишутся на языке Python. То есть имеет место частичный обратный отход от изолированного приложения к программным блокам. Такой выход за пределы «крепостных стен» решает одновременно несколько задач. С производителей ПО снимается значительная часть нагрузки, связанная с тактическими запросами пользователей, а расширение круга разработчиков происходит

без лишних затрат. Данная технология помогает компании-производителю лучше развивать свой софт, так как написание плагинов не требует вмешательства в ядро программы.

Стоит отметить, что определённой доле функционала специализированных программ полезнее существовать в виде отдельного подключаемого модуля. Типичный пример – процедуры обмена информацией с корпоративными базами данных. С одной стороны требования удобства заключаются в прямом доступе ПО к соответствующим данным без создания обменных файлов. С другой – виды и структура баз, способы представления данных, политика безопасности и многие другие аспекты сильно отличаются у разных компаний, а это значит, что написание одновременно удобного и универсального инструмента доступа к данным практически невозможно. Однако в виде отдельного модуля он может быть адаптирован под интересы конкретной компании.

Похожим путём пошли разработчики программы GST: была внедрена технология создания подключаемых программных модулей (плагинов), встраиваемых в процесс исполнения технологической цепочки, а также технология «GST Agent», позволяющая GST в процессе работы взаимодействовать с другими программными продуктами – обмениваться запросами и данными. На основе плагинов реализован доступ к базам данных «Сейсмическая интерпретация» и «Стратиграфия», что по-

зволяет импортировать все необходимые данные непосредственно в структурный каркас. Эта технология очень помогала при выполнении некоторых договорных работ Центра, когда требовалось быстро реализовать какую-либо вычислительную процедуру. Так, например, были написаны плагины для оперативного расчёта температурной истории и коэффициента трансформации органического вещества.

Технология «GST Agent» также применяется в построении региональной цифровой модели. Ряд расчётов, не свойственных внутренней логике программы GST, вынесен в отдельное приложение «GstMathServer», в котором происходит расчёт квази-трехмерной температурной модели, теплового потока, а также присутствует ряд сервисов. В частности «GstMathServer» обеспечивает автоматический перерасчёт всего набора проектов, составляющих цифровой структурный каркас, тепловую и геохимическую модели.

В 2019 году был проведён удачный эксперимент по взаимодействию (на основе GST Agent и Python API) на уровне исполнения технологической цепочки GST и Roxar RMS. Возможность взаимодействия «на лету» двух совершенно разных и самостоятельных программ – это то, что может оказать существенную помощь в реализации интегрированной цифровой модели, поскольку позволяет использовать для расчёта и анализа разных элементов модели не одну универсальную программу, а несколько.

### Заключение

Создание «Интегрированной цифровой модели», объединяющей максимум знаний о строении недр Западной Сибири, безусловно, имеет высокую научную и практическую ценность, так как рассмотрение многих параметров и свойств в совокупности повышает прогнозирующие

свойства модели и даёт лучшее понимание о взаимосвязи различных процессов. Однако дальнейший переход от структурного каркаса к интегрированной модели – это цель на отдалённую перспективу: она более амбициозна и сложна в исполнении, нежели переход от региональной

карты по отражающему горизонту Б к цифровому структурному каркасу, хотя в своё время специалистами Центра была проведена колоссальная работа по сбору и анализу исходной информации, а также формированию сводного регионального каталога стратиграфических разбивок по данным более чем 10000 поисково-разведочных скважин. Развитие интегрированной модели нам видится постепенным, с поэтапным включением в неё новых элементов, как это было сделано с полем пластовых температур. На начальных этапах она может быть пополнена уже существующими отдельно картами и моделями, например, картой состава пород фундамента или детальной картой дневной поверхности. Рельеф, строение, а также физические параметры пород верхней части

осадочного чехла – довольно перспективное направление развития интегрированной цифровой модели, учитывая функции Центра по мониторингу инфраструктуры и твердых полезных ископаемых.

Наиважнейшим фактором в этом направлении является развитие программной базы, на которой будет реализовываться модель. В качестве неё предлагается использовать программный комплекс GST. Объектно-иерархический подход, являющийся основой расчётного ядра, дает возможность представления геологических данных в виде цифровых структур стандартного вида, а технология плагинов и «GST Agent» обеспечивают взаимодействие GST с другими программными средствами.

## ЛИТЕРАТУРА

1. **Волков, В. А.** Методика построения карты изохрон отражающего горизонта А и структурной карты поверхности доюрского основания осадочного чехла территории ХМАО / В.А. Волков, А.Г. Мухер, В.Н. Гончарова, Н.А. Нечаева, А.А. Сидоров, А.Н. Сидоров. – Текст : непосредственный // Вестник недропользователя ХМАО, 2004. – № 14. – с. 54-61.

2. **Волков, В. А.** Новые данные о строении и перспективах нефтегазоносности нижнесреднеюрских отложений в пределах Помутской зоны / В.А. Волков, А.Г. Мухер, С.Ф. Кулагина, Н.В. Судат, Л.Г. Судат, А.А. Сидоров, А.Н. Сидоров, А.В. Тугарева, В.Н. Гончарова. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: материалы VIII научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2005. – Т. 1. – С. 253-266.

3. **Волков, В. А.** Методика формирования цифровой модели нижнесреднеюрских отложений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / В.А. Волков, А.А. Сидоров, А.Н. Сидоров. – Текст : непосредственный //

Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО: материалы XII научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2009. – Т. 1. – С. 87-100.

4. **Волков, В. А.** Строение и генерационный потенциал баженовской свиты на территории центральной части Западной Сибири / В.А. Волков, Е.В. Олейник, Е.Е. Оксенойд, А.А. Сидоров. – Текст : непосредственный // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2016. – № 3. – С. 79-97.

5. **Плавник, А. Г.** Обобщённая сплайн-аппроксимационная постановка задачи картирования свойств геологических объектов / А.Г. Плавник. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика, 2010. – Т. 51 (7). – С. 1027-1037.

6. **Плавник, А. Г.** Автоматизация технологии решения комплексных геологических задач, связанных с картопостроением / А.Г. Плавник, А.А. Сидоров, А.Н. Сидоров, М.С. Шутов. – Текст : непосредственный // Математическое моделирование и программное обеспечение, 2009. – Т. 8. – С. 25-31.

7. **Плавник, А. Г.** Геокартирование на основе сплайн-аппроксимационного подхода: монография / А.Г. Плавник, А.Н. Сидоров, А.А. Сидоров, Э.С. Торопов. – Тюмень: Изд-во ТИУ, 2021. – 189 с. – ISBN: 978-5-9961-2520-3. – Текст : непосредственный.

8. **Сидоров А.Н., Плавник А.Г., Сидоров А.А., Шутов М.С., Степанов А.В., Пономарева М.А.** Свидетельство о регистрации программы GST в Реестре программ для ЭВМ Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам № 2005612939 от 14 ноября 2005 г.

9. **Сидоров, А. А.** О формировании цифровой постоянно действующей структурной модели осадочного чехла Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / А.А. Сидоров. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика, 2022. – Т. 63 (8). – С. 1153-1166.

10. **Сидоров, А. А.** Объектно-иерархический подход к созданию Workflow для задач геологического моделирования / А.А. Сидоров. – Текст : непосредственный // Информационные Технологии и Вычислительные Системы, 2022. – № 4. – С. 103-114.

## АКТУАЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ РЕЖИМА НДД НА ПРИМЕРЕ УЧАСТКОВ ХМАО – ЮГРЫ

Захарченко Николай Николаевич, Тихонова Мария Владимировна,  
Печерин Тимофей Николаевич

Автономное учреждение ХМАО – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», Тюмень, Российская Федерация

С 1 января 2019 года вступил в действие Федеральный закон № 199-ФЗ «О внесении изменений в Налоговый кодекс Российской Федерации», предусматривающий введение нового режима налогообложения для нефтяного сектора в виде налога на дополнительный доход от добычи УВС.

Участки, применяющие режим налогообложения по НДД распределены на 5 групп, преимущественно делимых по территориальному признаку и состоянию разработки.

С момента вступления в действие параметры режима НДД дополнялись, корректировались как с целью усиления фискальной нагрузки, так и с целью большего охвата данным налогом участков недр, содержащих УВС.

В частности, в связи с отменой понижающего коэффициента  $K_b$  по НДПИ, была предоставлена возможность перевода участков недр в третью группу НДД, имеющих значение исторической степени выработанности больше или равное 0.8 д. ед.

В то же время, данное положение НК РФ не учитывает ситуацию, когда первоначально поставленные на Госбаланс запасы УВС на участке недр в процессе их вовлечения в промышленную разработку и уточнения геологического строения месторождения списываются на 20 и более процентов. В таком случае перевод участка на режим НДД юридически не представляется возможным и в дальнейшем

может повлиять на инвестиционную привлекательность, особенно в случае существенного списания запасов на мелких и очень мелких месторождениях.

На примере условного месторождения приведено сопоставление экономических показателей от разработки месторождения в условиях списания запасов, а также возможности актуализации величины НИЗ при расчёте исторической степени выработанности запасов ( $C_{ивз}$ ) с параметрами действующей налоговой системы (ДНС).

Как свидетельствуют результаты расчётов, при незначительном выпадении дисконтированного дохода государства с момента перехода на НДД срок проекта увеличивается на 10 лет.

В условиях падающей добычи в автономном округе возможность продлить рентабельный срок разработки каждого месторождения, сохраняя рабочие места, экономическую активность населения уже является актуальной задачей для отрасли и государства.

В этой связи видится необходимым внесение в НК РФ возможности актуализации величины НИЗ при расчёте исторической степени выработанности запасов в случае их списания. Основанием для корректировки расчёта исторической степени выработанности запасов может стать оперативный подсчёт запасов, утверждённый Государственной комиссией по запасам РФ и прошедший государственную экспертизу.

Таблица 1

## Сопоставление экономических показателей

Показатель	Базовая оценка	Списание запасов на 25 %		Списание запасов на 50 %	
	ДНС	ДНС	Расчёт $C_{ивз}$ от актуальной величины НИЗ	ДНС	Расчёт $C_{ивз}$ от актуальной величины НИЗ
НИЗ по нефти на 01.01.2006 г., тыс. т	10 000	10 000	7 500	10 000	5 000
НИЗ по нефти на 01.01.2021 г., тыс. т	10 000	7 500	7 500	5 000	5 000
Рентабельный период, лет	49	36	46	32	41
NPV, млн руб.	3 697	2 716	2 881	1 610	1 748
Дисконтированный доход государства, млн руб.	76 356	60 977	60 813	44 418	44 279

Отличительной особенностью НДД является его положительное влияние на нерентабельных участках недр. На террито-

рии ХМАО – Югры к таким можно отнести очень мелкие участки и участки с обводнённостью свыше 90 % (табл. 2).

Таблица 2

## Количественное распределение очень мелких участков и обводнённых участков на территории ХМАО – Югры

Не вовлечённые в разработку участки недр с начальными извлекаемыми запасами до 1 млн т	Участки недр, с обводнённостью свыше 90 %
РФН – 38 ЛУ НФН – 25 ЛУ	90-95 % – 13 ЛУ 95-98 % – 22 ЛУ > 98 % – 6 ЛУ
Предложения по стимулированию разработки нерентабельных участков недр	
Отнесение не введенных в разработку участков недр, содержащих начальные извлекаемые запасы нефти всех категорий менее 1 млн т по состоянию на 01.01.2022 г. в 4-ю группу НДД	Критерии отнесения участков: <ul style="list-style-type: none"> <li>Фактическая степень выработанности запасов равна или превышает 80 %;</li> <li>Обводнённость по участку недр превышает 90 %.</li> </ul> Условия налогообложения при НДД: <ul style="list-style-type: none"> <li>Обнуление НДС (Ст<sub>ндпи</sub> = 0 руб./т) после завершения рентабельного периода (на основании ТЭО).</li> </ul>

Для определения целесообразности перевода нерентабельных участков недр на НДД приведена оценка экономических показателей эффективности разработки шести месторождений ХМАО – Югры в сопоставлении с условиями действующей налоговой системы.

В таблице 3 приведена оценка по высокообводнённым участкам недр, имеющим утверждённый вариант разработки с отрицательным NPV. Лицензионные участки № 1-2 разрабатываются в условиях ДНС, ЛУ № 3 является пилотным проектом НДД 3 группы и имеет  $NPV < 0$ . Обводнённость продукции на рассматриваемых участках недр превышает 90 %.

По состоянию на 01.01.2022 г. лицензионные участки недр № 1-2 имеют фактическую степень выработанности запасов свыше 90 %, историческую степень выработанности запасов 76 и 72 % соответственно.

В связи с низким темпом отбора запасов ЛУ № 1 сможет достигнуть  $C_{\text{ивз}} = 0.80$  через 24 года, ЛУ № 2 перевести на НДД не представляется возможным, т.к. величина НИЗ на 01.01.2022 гг. составляет 79.97 % от величины НИЗ на 01.01.2006 г.

Таким образом, можно заключить о наличии группы высокообводнённых участков недр, которые потенциально могут ввести в преждевременную консервацию по организационно-экономическим причинам.

С учётом низких темпов ввода в промышленную разработку новых месторождений, доля высокообводнённых участков недр будет расти, что может повлиять на социально-экономическое развитие моногородов в ХМАО – Югре в среднесрочной перспективе.

В случае перевода участков недр № 1-2 на режим НДД значение NPV переходит в

положительную плоскость. При обнулении НДПИ по окончании рентабельного периода, продолжительность последнего увеличивается в среднем в 1.5 раза, действующий пилотный проект (ЛУ № 3) становится экономически целесообразным. Диапазон снижения налоговой нагрузки по рассматриваемым участкам составляет 5 450-7 200 руб./т.

В связи с вышеизложенным видится целесообразным создание группы НДД, включающей высокообводнённые участки недр. Предлагаемые критерии для включения в группу: фактическая степень выработанности запасов  $\geq 0.80$  и обводнённость продукции свыше 90 %.

Ввод в разработку очень мелких лицензионных участков недр с величиной НИЗ до 1 млн т в условиях действующей налоговой системы не всегда экономически целесообразен, особенно в районах с неразвитой инфраструктурой (таблица 4).

При наличии возможности применения понижающего коэффициента  $K_3$  по НДПИ для таких лицензионных участков большее значение имеет льготирование на начальной стадии разработки (рис. 1).

Предоставляя возможность применения режима НДД на очень мелких лицензионных участках недр государство ничего не теряет, т.к. в худшем случае без дополнительных стимулов такие участки не будут вводиться в разработку и соответственно не будут приносить доходы государству в виде налогов и платежей.

В случае ввода в разработку очень мелких лицензионных участков недр (находящихся в распределённом фонде недр) можно оценочно привлечь в автономный округ около 150 млрд руб. инвестиций.

Таблица 3  
Оценка экономической эффективности перевода на НДД высокообводнённых участков недр

Лицензионный участок № 1		Лицензионный участок № 2		Лицензионный участок № 3	
НИЗ кат. АВ <sub>1</sub> В <sub>2</sub> С <sub>1</sub> С <sub>2</sub> на 01.01.2006 г., тыс. т					
5 824		3 021		3 107	
НИЗ кат. АВ <sub>1</sub> В <sub>2</sub> С <sub>1</sub> С <sub>2</sub> на 01.01.2022 г., тыс. т					
4720 (81.04 % от НИЗ 2006 г.)		2416 (79.97 % от НИЗ 2006 г.)		4 062	
Степень выработанности запасов на 01.01.2022 г.					
94 %		90 %		83 %	
Степень выработанности запасов на 01.01.2006 г. (С <sub>ИВЗ</sub> )					
76 %		72 %		109 %	
Обводненность действующих скважин					
98 %		91 %		94 %	
Проектный срок разработки, лет					
50		35		53	
ДНС	Перевод в 3-ю группу НДД после рент. периода	ДНС	Перевод в 3-ю группу НДД	Пилотный проект НДД 3 группы	НДД 3 гр. + НДСПИ = 0 после рент. периода
Дисконтированный доход государства, млн руб.					
3 341	2 715	2 702	3 497	2 908	2 838
Налоговая нагрузка, руб./т					
27 665	23 308	22 213	29 291	24 003	22 096
NPV, млн руб.					
-230	397	410	-214	375	445
Рентабельный период, лет					
-	27	43	2	14	20
					52

Таблица 4

Оценка экономической эффективности перевода лицензионных участков недр с НИЗ менее 1 млн т в 4 группу НДС

Лицензионный участок № 4		Лицензионный участок № 5		Лицензионный участок № 6	
НИЗ кат. АВ <sub>1</sub> В <sub>2</sub> С <sub>1</sub> С <sub>2</sub> на 01.01.2022, тыс. т					
573		849		705	
Капитальные затраты, млн руб.					
3 883		5 375		5 294	
Проектный срок разработки, лет					
48		51		50	
ДНС	4 группа НДС	ДНС	4 группа НДС	ДНС	4 группа НДС
Дисконтированный доход государства, млн руб.					
6 642	6 183	9 142	8 753	7 568	7 388
Налоговая нагрузка, руб./т					
24 615	24 562	25 423	25 463	25 744	26 208
NPV, млн руб.					
-197	262	-136	254	-135	45
Рентабельный период, лет					
-	23	-	26	-	35

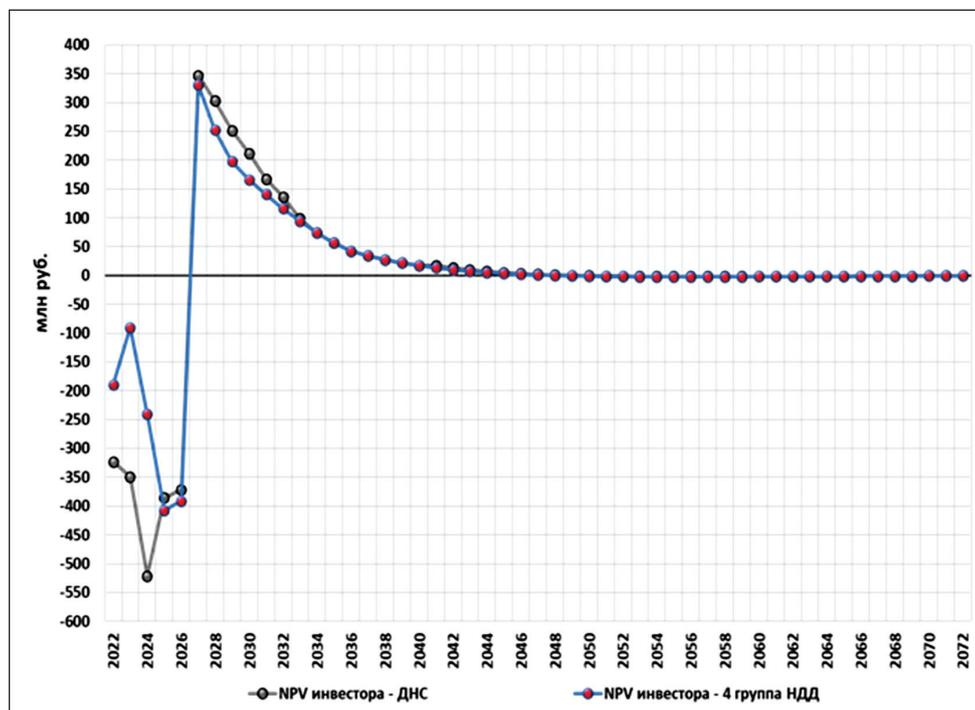


Рис. 1. Сопоставление динамики годового NPV на очень мелком участке недр при разных режимах налогообложения

## Корректировка перечня пилотных проектов НДД на территории ХМАО – Югры

Условия налогообложения, в зависимости от конкретной группы НДД, отличаются в основном значениями применяемого понижающего коэффициента  $K_r$  к НДСПИ, наличием возможности применения вычета по НДСПИ.

Для третьей и четвертой групп НДД были сформированы перечни пилотных проектов (далее – ПП), географические координаты которых закреплены в п.1 ст. 333.45 НК РФ.

В соответствии с пп. 4 п.1 ст. 333.45 НК РФ для включения в перечень пилотных проектов четвертой группы НДД одновременно должно быть выполнено два условия:

1. Степень выработанности запасов нефти на участке недр меньше или равна 0.05 на 01.01.2017 г.;

2. Начальные извлекаемые запасы нефти на участке недр менее 45 млн т на 01.01.2017 г.

По состоянию на 01.01.2022 г. пилотные проекты четвертой группы НДД имеют низкую степень выработанности запасов и совокупный годовой объем добытой нефти 3.2 млн т (табл. 5).

Таблица 5

## Результаты деятельности ПП 4 гр. НДД в ХМАО – Югре

Показатель	2019	2020	2021
Объем добытой нефти, млн т	0.9	1.8	3.2
Инвестиции, млрд руб.	9.1	19.2	31.3
НДД, млрд руб.	0.5	1.2	22.4
НДСПИ млрд руб.	4.8	8.8	32.7

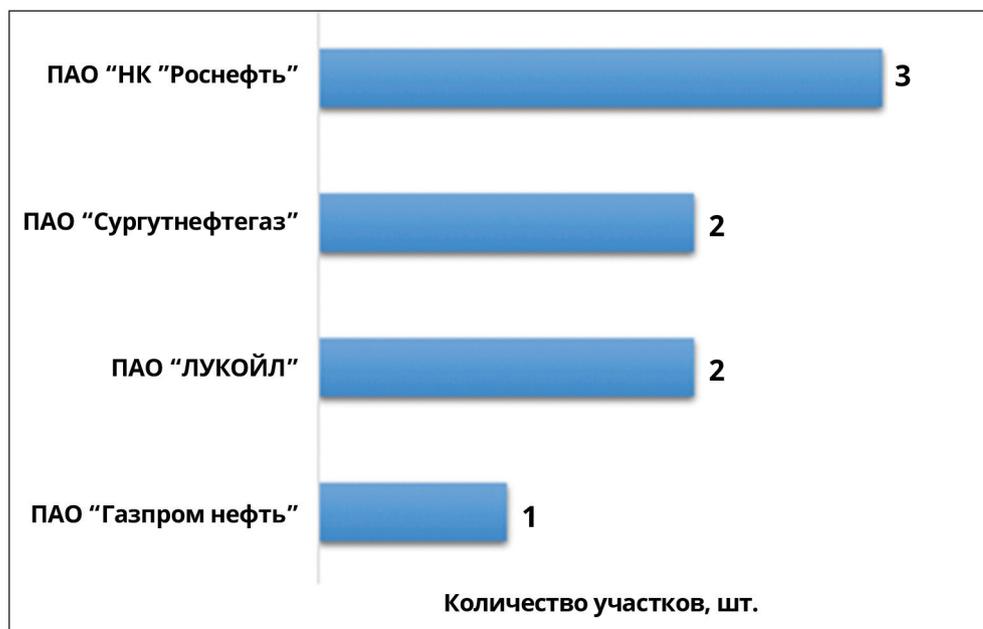


Рис. 2. Количественное распределение действующих пилотных проектов НДД четвертой группы на территории ХМАО – Югры по состоянию на 01.01.2022 г.

Участки, осуществившие переход на НДД в 2019 году, имеют общую тенденцию к увеличению капитальных вложений. В целом на пилотных проектах 4 группы НДД капитальные вложения увеличились в 1.6 раза по отношению к 2020 году и составили 31.3 млрд руб.

Согласно данным отчётности ФНС поступления по НДД и НДСПИ пилотных проектов четвертой группы существенно возросли, что обусловлено во многом восстановлением цен на мировом рынке нефти.

В соответствии с пп.4 п.1 ст. 333.45 НК РФ общее количество пилотных проектов четвертой группы НДД на территории Югры – 23 лицензионных участка недр, из которых только 8 участков переведены на НДД, что составляет 35 % от их общего числа.

Действующие пилотные проекты разрабатываются ВИНКами, количественное распределение которых представлено на рисунке 2. Большее количество пилотных проектов реализуется ПАО «НК «Роснефть».

65 % или 15 ЛУ из 23 не участвуют в апробации НДД. Подавляющее большинство данных участков передано в 2016 году независимым недропользователям (за исключением Овального ЛУ). С момента выдачи лицензий участки недр в разработку не введены, ГРП согласно условиям

лицензионных соглашений, на большинстве участков не проведены.

Актуальность формирования альтернативного перечня ПП четвертой группы НДД обусловлена низкой вовлечённостью таких участков в апробацию налогового механизма. В этой связи имеет смысл провести сопоставление эффективности вовлечения в режим НДД утверждённых пилотных проектов по субъектам РФ.

По состоянию на 01.01.2022 г. общее количество пилотных проектов в четвертой группе НДД по России составляет 32 участка недр, из них 23 ЛУ расположены в ХМАО – Югре, что составляет 72 % от общего количества (табл. 6).

Большая часть действующих пилотных проектов расположены в ХМАО – Югре (8 ПП) и Оренбургской области (6 ПП).

Исходя из данных отчётности 5-НДД от ФНС России следует, что в Оренбургской области, Республике Коми и Тюменской области (юг) вовлечены все пилотные проекты, утверждённые в пп.4 п.1 ст. 333.45 НК РФ. Эффективность вовлечения ПП в режим НДД на территории данных субъектов РФ составляет 100 %.

Общая эффективность вовлечения пилотных проектов в режим НДД по России находится на субъективно низком уровне и составляет 53 %, что очевидно обусловлено наличием бездействующих 15 пилотных проектов на территории Югры,

Таблица 6

Структура перечня пилотных проектов 4 гр. НДД в РФ на 01.01.2022 г.

Субъект РФ	Количество ПП на 01.01.2022 г.	в т. ч. действующих ПП	Доля действующих ПП	Доля в общем количестве ПП РФ
ХМАО – Югра	23	8	35 %	72 %
Оренбургская обл.	6	6	100 %	19 %
Республика Коми	2	2	100 %	6 %
Тюменская обл.	1	1	100 %	3 %

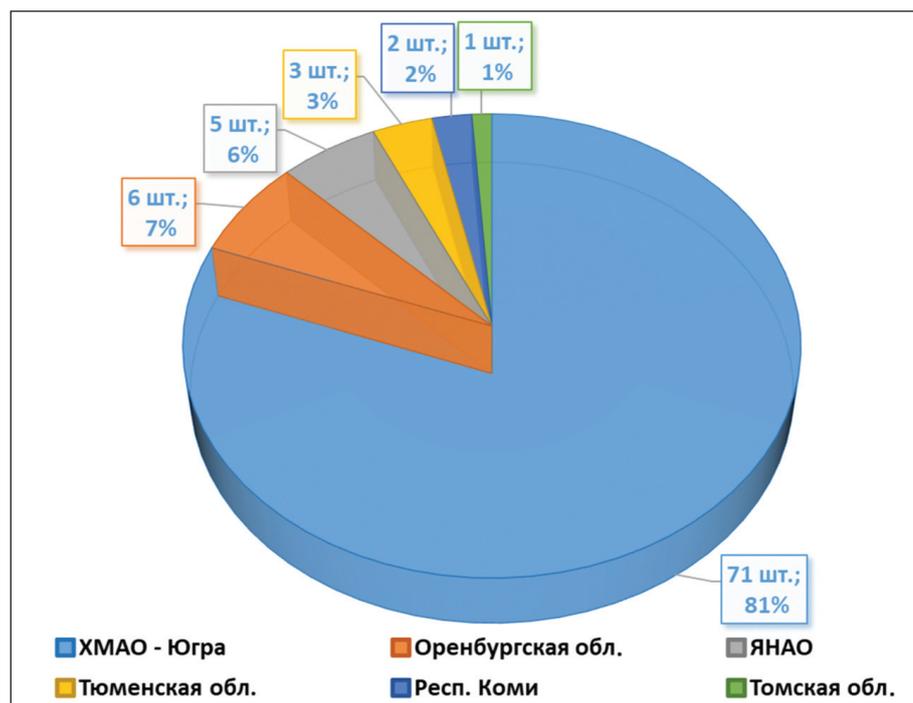


Рис. 3. Количественное распределение пилотных проектов НДД четвертой группы в разрезе субъектов РФ с 01.01.2023 года

принадлежащих недобросовестным недропользователям.

В связи с принятием Федерального Закона № 234-ФЗ от 28.06.2022 г. с начала января 2023 года действующий перечень пилотных проектов для 3 и 4 групп НДД на территории Югры расширяется на 16 и 48 ЛУ соответственно.

В результате с января 2023 года структура перечня пилотных проектов 4 группы НДД существенно изменится. Общее количество пилотных проектов для четвертой группы НДД составит 88 участков недр. Доля количества пилотных проектов ХМАО – Югры в перечне ПП по России увеличится с 72 до 81 % (рис. 3).

В таком случае, если количество действующих пилотных проектов ХМАО – Югры будет оставаться неизменным (8 ЛУ) значение доли вовлечённых в НДД участков может снизиться с 35 до 11 %.

В настоящее время на территории ХМАО – Югры сосредоточена большая

часть пилотных проектов четвертой группы НДД. При этом отмечается низкая вовлеченность ПП в апробацию НДД за счёт наличия участков недр, принадлежащих недобросовестным недропользователям (35 % действующих ПП по состоянию на 01.01.2022 г.).

Перенос сроков ввода в разработку данных участков недр оказывает негативное влияние:

- на инвестиционный климат в автономном округе. Оценочно объём инвестиций от разработки 15 бездействующих пилотных проектов может составлять не менее 60 млрд руб.;

- на величину налоговых доходов бюджета ХМАО – Югры от разработки участков;

- на уровень социально-экономического развития автономного округа (уровень безработицы, создание новых рабочих мест, влияние на деятельность смежных отраслей и т.д.).

При этом отмечается тенденция к распространению режима НДД на нефтедобывающую отрасль. С 01.01.2023 года 35 % лицензионных участков недр в РФН ХМАО – Югры будут иметь возможность применять режим НДД.

С учётом значительного количества месторождений ХМАО – Югры, находящихся на стадии падающей добычи, количество участков недр, разрабатываемых в режиме НДД будет ежегодно увеличиваться.

Таким образом, можно считать обоснованной необходимость корректировки перечня пилотных проектов 4 группы НДД в ХМАО – Югре, что будет в дальнейшем способствовать улучшению инвестиционного климата в автономном округе, а также стимулированию вовлечения в

промышленную разработку месторождений, находящихся в разведке.

По итогам вышеизложенного стоит подчеркнуть важную роль режима НДД в нефтедобывающей отрасли РФ в обозримом будущем, а также тезисно обобщить основные направления его развития:

1) Внесение в НК РФ возможности актуализации величины НИЗ при расчёте исторической степени выработанности запасов в случае списания запасов;

2) Распространение режима НДД на очень мелкие участки и участки с высокой обводнённостью;

3) Корректировка перечня пилотных проектов НДД на территории ХМАО – Югры.

## ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ НЕДР ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ: ИТОГИ ТРЁХ ДЕСЯТИЛЕТИЙ (АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР)

*Рыльчикова Светлана Леонидовна, Евлаш Ксения Владимировна, Таркова Надежда Леонидовна, Тихонова Мария Владимировна, Шагидулина Зульфия Наильевна, Поповская Виолетта Георгиевна*

*Автономное учреждение ХМАО – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», Тюмень, Российская Федерация*

Выполнен ретроспективный анализ предоставления права пользования недрами на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры на фоне становления государственной системы лицензирования и меняющегося законодательства о недрах. Представлены основные результаты, тенденции и оценена эффективность вовлечения в лицензирование запасов и ресурсов месторождений УВС на территории автономного округа. На основании анализа ресурсной базы нераспределённого фонда недр оценены основные перспективы лицензирования недр и производства минерально-сырьевой базы автономного округа.

**Ключевые слова:** государственная система лицензирования, распределённый фонд недр, нераспределённый фонд недр, аукционы на право пользования недрами, участки недр.

Лицензирование прав пользования недрами в Российской Федерации стало возможным в результате принятия в 1992 году Закона РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах» (далее – Закон «О недрах») и Положения о порядке лицензирования пользования недрами, утверждённого Постановлением ВС РФ от 15.07.1992 № 3314-1 (далее – Положение о порядке лицензирования). Существовавшая до 1992 года разрешительная система недропользования была трансформирована в институт государственной системы лицензирования прав пользования недрами.

Новый лицензионный порядок предоставления недр в пользование был принят в период, когда недропользование и законодательство о недрах находились в совместном ведении Российской Федерации и субъектов РФ. Для осуществления полномочий в области управления государственным фондом недр органами власти Ханты-Мансийского автономного округа было принято решение о создании Системы управления ресурсами (далее – СУР). Одним из первых структурных

подразделений СУР создается окружной Научно-аналитический центр рационального недропользования (далее – НАЦ РН им. В.И. Шпильмана), основной задачей которого являлось научно-аналитическое и информационное обеспечение принятия решений Правительством округа в области недропользования.

Начиная с этого периода, НАЦ РН им. В.И. Шпильмана осуществлял подготовку к лицензированию практически всех участков распределённого фонда недр. Подготовка участков к лицензированию включала в себя в разное время, в зависимости от полномочий Правительства автономного округа, разработку среднесрочных программ лицензирования, подготовку годовых перечней объектов лицензирования, анализ предложений компаний по включению участков в перечни, определение координат будущих лицензионных участков, подготовку пакета геолого-геофизической информации (анализ фактической изученности участков, оценку ресурсной базы, определение минимальных объёмов работ

по геологическому изучению участков, обоснование ставок регулярных платежей, обоснование аукционной стоимости участка и т.д.).

На сегодняшний день НАЦ РН им. В.И. Шпильмана является обладателем уникальной информации, на основе которой подготовлен цикл аналитических материалов и подведены итоги создания и реформирования системы недропользования Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. В представленной статье проведён ретроспективный анализ состояния

лицензирования недр Ханты-Мансийского автономного округа в условиях меняющегося законодательства о недрах, подведены итоги функционирования системы недропользования последних трёх десятилетий в части предоставления прав пользования недрами. Проведён комплексный анализ результатов лицензирования недр, представлен обзор наиболее интересных и важных цифр, событий, фактов, позволяющих выделить основные тенденции современного состояния лицензирования недр ХМАО – Югры.

### Состояние лицензирования недр Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

По состоянию на 01.09.2023 г. на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры действует 581 лицензия на право пользования недрами, что составляет 14 % от общего количества лицензий на углеводородное сырье по РФ, и в пределах 13 % нефтегазовых участков с

добычными и совмещёнными лицензиями добывается порядка 42 % общероссийской нефти (рис. 1). Что касается геологического изучения с целью поиска и оценки новых месторождений, то 1/5 часть поисковых лицензионных участков в РФ находится на территории округа.

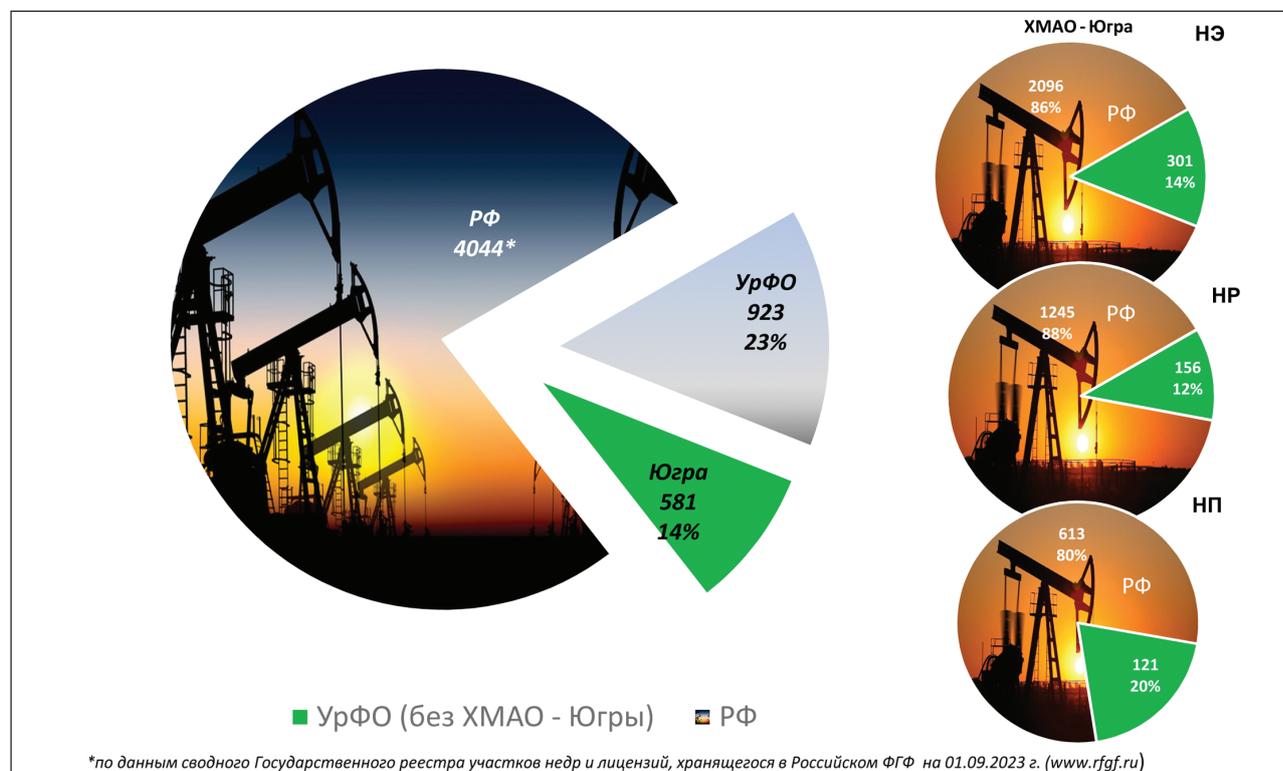


Рис. 1. Распределение лицензий на право пользования недрами по видам пользования в целом по России и Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре

На территории округа геологическое изучение недр с целью поиска и оценки, разведки и добычи месторождений углеводородного сырья осуществляют 113 предприятий-недропользователей, из них 41 предприятие входит в состав восьми ВИНК и 72 недропользователя являются независимыми компаниями. Основными держателями лицензий на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры являются крупные вертикально интегрированные компании – ПАО «ЛУКОЙЛ» (основной недропользователь – ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»), ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «НК «Роснефть»

(в составе с ПАО «АНК «Башнефть»), ПАО «НГК «Славнефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО НК «РуссНефть» и АО «ННК». Дочерним компаниям ВИНК предоставлено 395 лицензий, дающих право пользования участками недр с целью разведки и добычи углеводородного сырья, и 68 лицензий – на геологическое изучение недр. Неинтегрированные компании-недропользователи владеют 64 лицензиями, дающими право пользования участками недр с целью разведки и добычи углеводородного сырья, и 50 лицензиями на геологическое изучение недр.

### **Анализ предоставления права пользования недрами на территории округа (УВС)**

В истории развития лицензирования недр автономного округа и передачи участков в долгосрочное пользование существует 4 основания предоставления права пользования недрами:

– согласно п.19 Положения о порядке лицензирования пользования недрами, утверждённого Постановлением ВС РФ от 15.07.1992 № 3314-1 (далее – Положение о лицензировании). Это так называемое «безвозмездное» предоставление участков недр компаниям, ранее пользовавшимся конкретным участком недр в качестве действующего добывающего предприятия. По данному основанию лицензии на право пользования предоставлялись в период с 1992 по 1998 годы.

– по результатам аукционов (конкурсов) на право пользования недрами. Это так называемое «платное» предоставление недр в соответствии с п.5 ст.10.1 Закона РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах» (далее – Закон О недрах). Впервые в Законе о недрах данное основание появилось в 1995 году. До 15.03.1995 г. порядок проведения аукционов (конкурсов) на право пользования недрами регулировался нормами Положения о лицензировании и нормативными документами субъектов РФ. Последние изменения ст.10.1 Закона о

недрах были внесены в 2021 году, согласно которым была исключена конкурсная форма предоставления права пользования недрами.

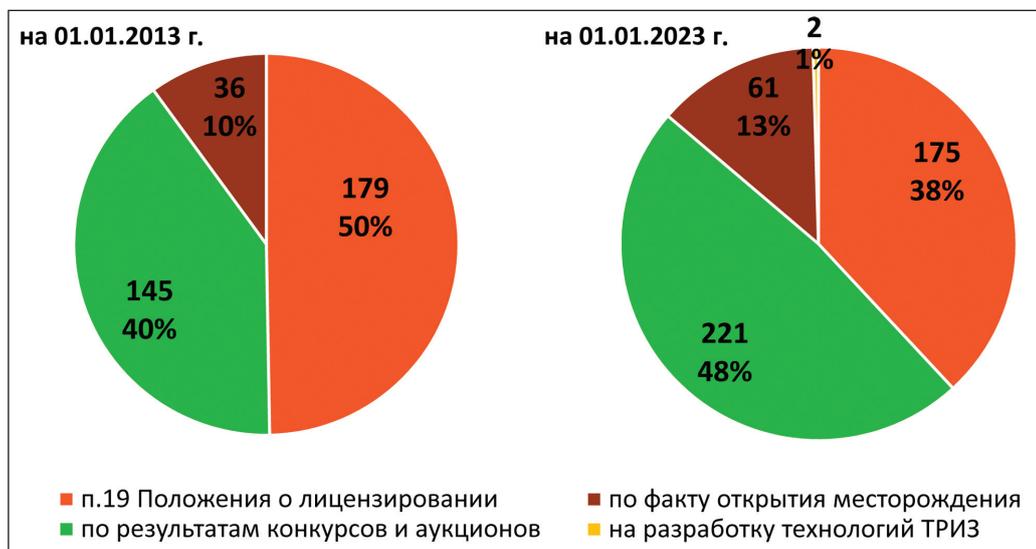
– по факту открытия месторождения. При установлении факта открытия месторождения полезных ископаемых на участке недр пользователем недр, осуществлявшим геологическое изучение недр такого участка, данному пользователю предоставляется право пользования для разведки и добычи полезных ископаемых открытого месторождения. Данное основание появилось в Законе о недрах в 2000 году, а первая лицензия была зарегистрирована в сентябре 2002 года по факту открытия Северо-Лабатьюганского месторождения.

– для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых. Данное основание возникновения права пользования недрами появилось в Законе о недрах в 2020 году. Право пользования с целью разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых может быть предоставлено двумя способами – на основании заявки недропользователя путём выделения из участка

недр, предоставленного тому же пользователю недр для разведки и добычи полезных ископаемых или по совмещённой лицензии. Второй способ – по результатам аукциона на право пользования недрами с целью разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых. На сегодняшний день предоставлено

право пользования двумя участками недр, выделенными из площади лицензионных участков.

На рисунке 2 представлено распределение действующих лицензий (типа НЭ, НР, НТ) в зависимости от основания предоставления права пользования по состоянию на 01.01.2013 г. и 01.01.2023 г. соответственно.



**Рис. 2. Распределение действующих лицензий (типа НЭ, НР, НТ) в зависимости от основания предоставления права пользования по состоянию на 01.01.2013 г.**

На сегодняшний день структура массива действующих долгосрочных лицензий выглядит следующим образом – 48 % лицензий выдано по результатам аукционов (конкурсов), 38 % – по п.19 Положения о лицензировании и 13 % – по факту открытия месторождений (рис. 2). За прошедшее десятилетие в массиве действующих долгосрочных лицензий в большей степени изменилось соотношение количества аукционных и участков, переданных недропользователям безвозмездно – если десять лет назад половина участков была передана по п.19 Положения о лицензировании, то сейчас половина действующих

лицензий передана по результатам аукционов. Несмотря на то, что количество лицензий по факту открытия месторождений увеличилось почти в 2 раза, в структуре массива они занимают всего 13 %.

*То есть, можно сказать, что основным способом вовлечения в лицензирование запасов и ресурсов УВС за последнее десятилетие и на ближайшее будущее остаются аукционы на право пользования недрами. Второй способ – передача в пользование с целью разведки и добычи месторождений открытых за счёт средств компаний на поисковых участках месторождений – оказался самым крайне неэффективным.*

## ЭКОНОМИКА И ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ

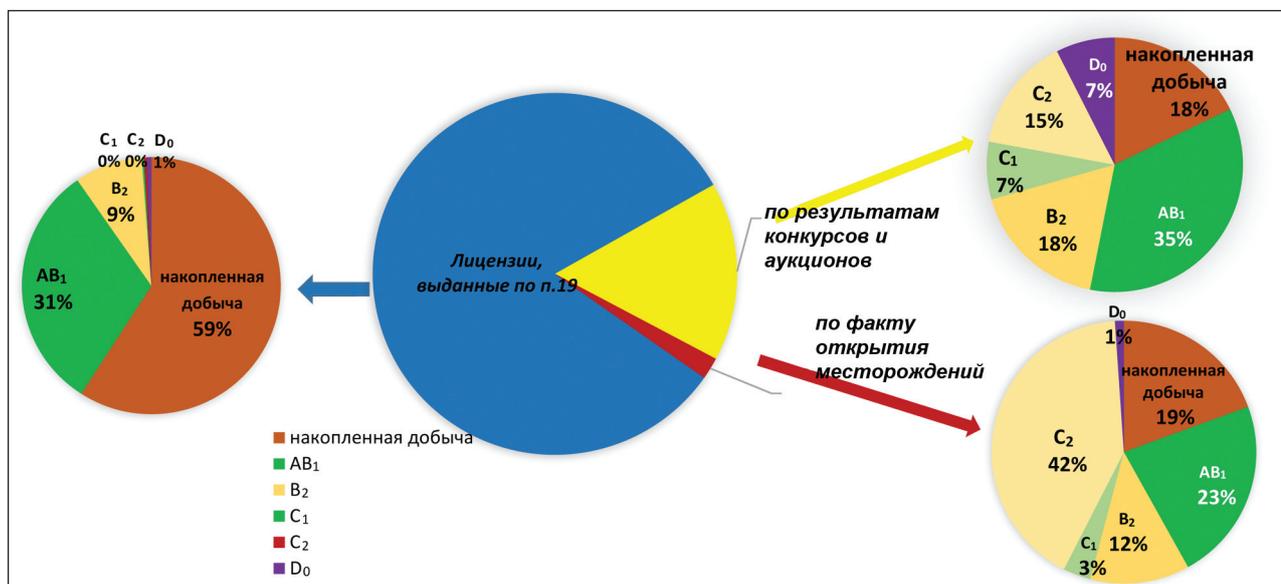


Рис. 3. Структура извлекаемых начальных выявленных запасов и подготовленных ресурсов в пределах лицензионных участков по состоянию на 01.01.2022 г.

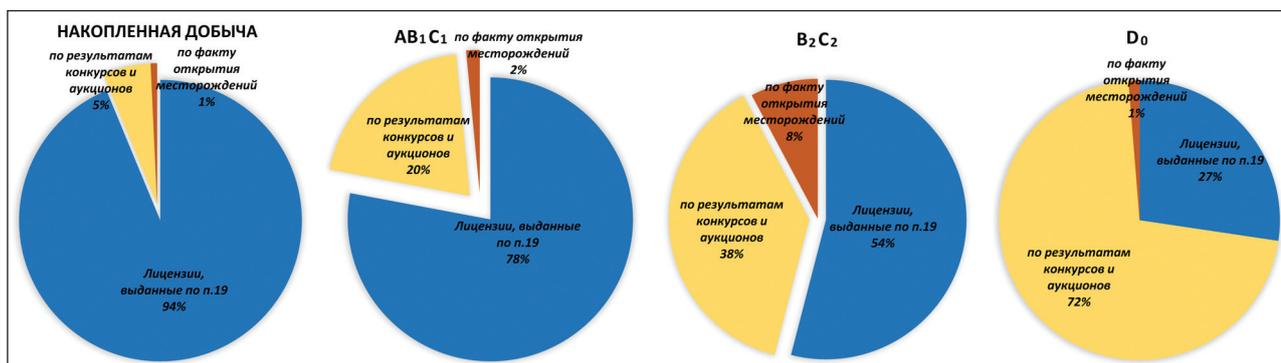


Рис. 4. Распределение добычи, запасов и ресурсов в пределах лицензионных участков по основаниям предоставления права пользования недрами по состоянию на 01.01.2022 г.

На рис. 3, 4 представлена структура ресурсной базы нефти участков с лицензиями, предоставленными по разным основаниям предоставления права пользования недрами.

Участки с лицензиями, предоставленными по п. 19 Положения о лицензировании, характеризуются высокой степенью освоённости ресурсов нефти. Доли накопленной добычи и выявленных запасов в составе извлекаемых НСР нефти следующие:

- накопленная добыча категорий  $AB_1C_1$  – 59 %;
- текущие запасы категорий  $AB_1C_1$  – 31 %;
- оценённые запасы категорий  $B_2C_2$  – 9 %.

За прошедшее десятилетие доля накопленной добычи по аукционным участкам увеличилась в 2 раза в связи с вводом в разработку Соровского, Кондинского, Имилорского, им. Александра Жагрина, Встречного месторождений. На фоне ежегодного увеличения вводимых в лицензирование выявленных запасов и открытия

новых месторождений, величина доли текущих запасов категорий  $AB_1C_1$  и  $B_2C_2$  осталась неизменной по причине больших списаний по графе «переоценка» участков недр федерального значения.

Ресурсная база нефти на участках недр, выданных по факту открытия месторождений, характеризуется относительно слабой степенью изученности – доля запасов категорий  $B_2C_2$  в структуре извлекаемых НСР составляет 54 % (рис. 3, 4). За 2012-2022 годы доля накопленной добычи увеличилась в 2 раза за счёт ввода в разработку месторождений Высотного, Северо-Семивидовского и месторождения им. Филипенко.

Таким образом, исходя из распределения начальных суммарных извлекаемых ресурсов по лицензиям с разными основаниями предоставления права пользования недрами, на ближайшие десятилетия основная добыча будет осуществляться на участках, переданных компаниям по п. 19 Положения о лицензировании. Увеличение ресурсной базы на аукционных участках и участках, выданных по факту открытия месторождения, будет незначительным из-за ухудшения ресурсной базы нераспределённого фонда и невыполнения условий пользования недрами на поисковых участках.

#### Предоставление права пользования на основании п. 19 Положения о лицензировании, утверждённого Постановлением Верховного Совета РФ от 15.07.92 г. № 3314-1

В соответствии с п. 19 Положения о лицензировании, утвержденного Постановлением Верховного Совета РФ от 15.07.92 г. № 3314-1, все действующие на момент принятия указанного Положения горнодобывающие и иные предприятия, разрабатывавшие месторождения полезных ископаемых, получили лицензии на

безвозмездной основе. Выдача лицензий носила заявительный характер – действующие горнодобывающие предприятия, пользующиеся недрами, в месячный срок с момента введения в действие Положения могли подать заявки и получить лицензии на право пользования участками недр.

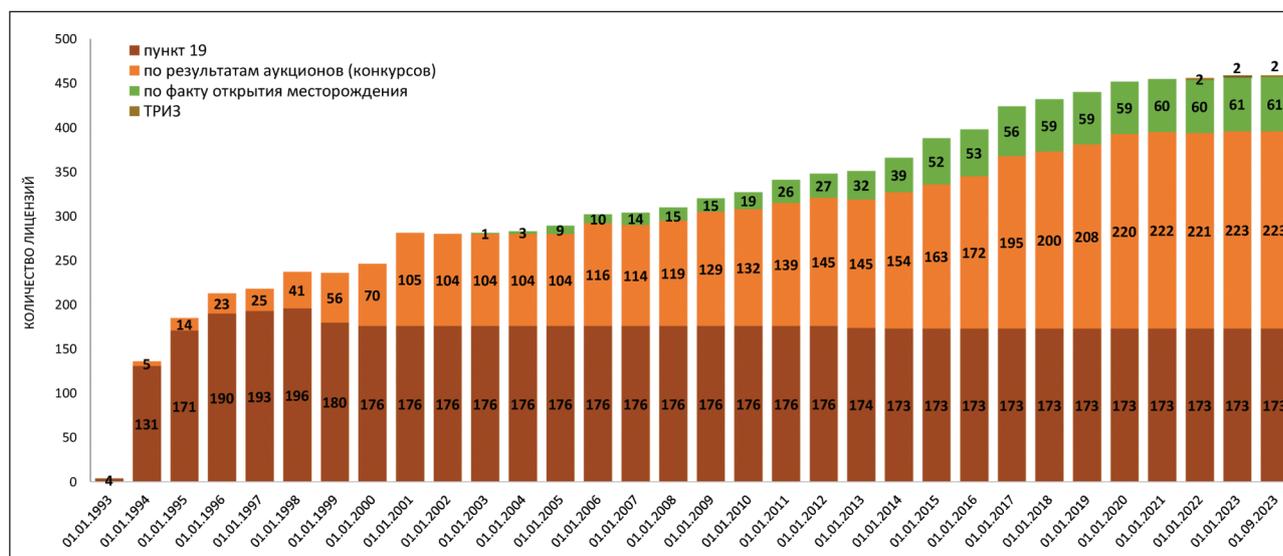


Рис. 5. Динамика количества действующих лицензий по основаниям предоставления права пользования недрами

## ЭКОНОМИКА И ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ

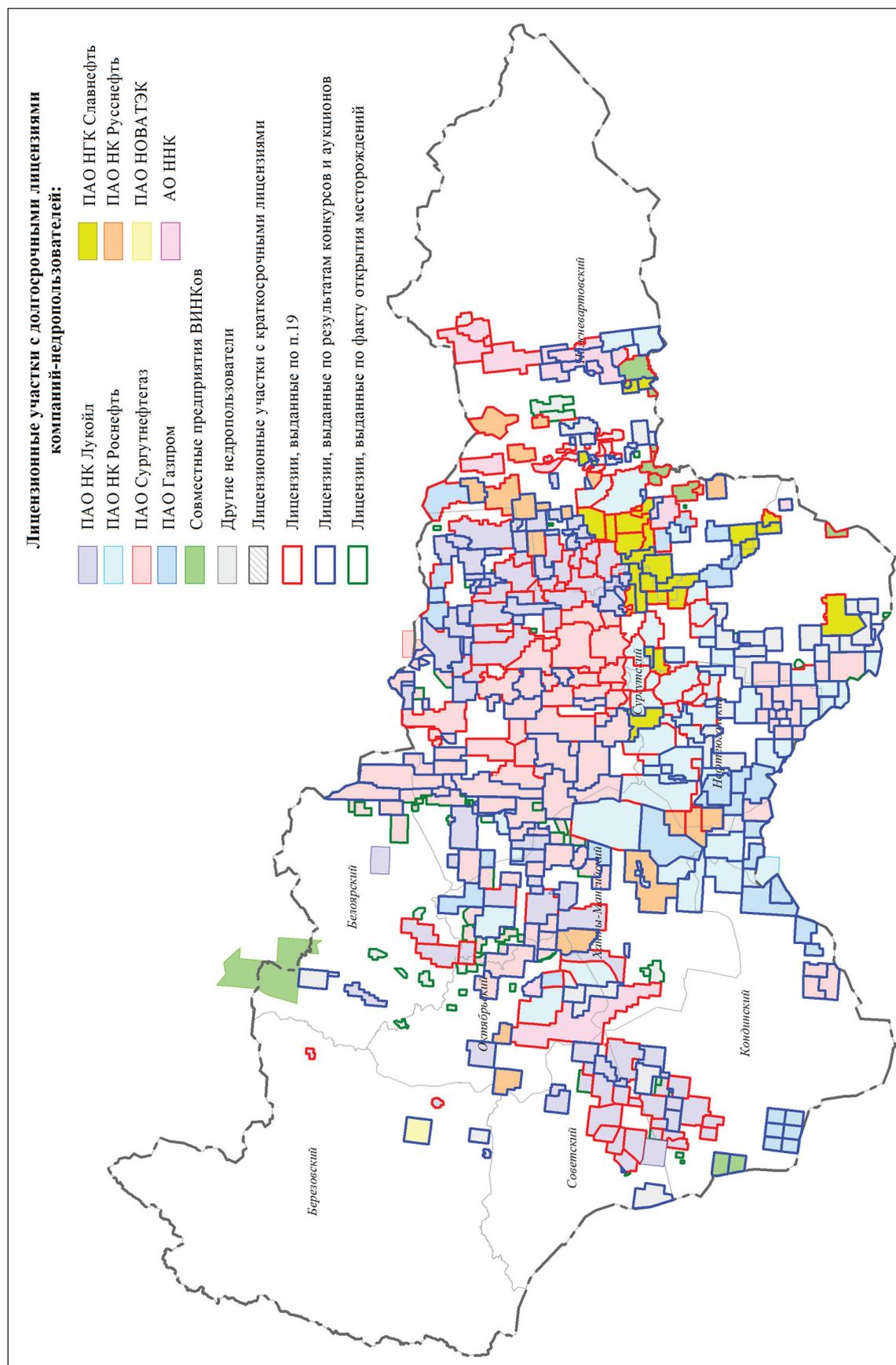


Рис. 6. Схема расположения лицензионных участков на территории ХМАО – Югры

В период с 1992 по 1998 гг. Хантымансийскгеолкомом было оформлено 200 лицензий на добычу нефти и газа на разрабатываемые месторождения (рис. 5, 6).

Большая часть добычных лицензий была передана компаниям, которые вошли в состав вертикально интегрированных компаний. К тому времени Правительством РФ были созданы ЛУКОЙЛ, Сургутнефтегаз, ЮКОС. В дальнейшем такие крупные недропользователи как Мегионнефтегаз, Варьёганнефтегаз, Краснотуркменнефтегаз, Нижневартовскнефтегаз, Тюменнефтегаз, Ноябрьскнефтегаз, Томскнефть стали ВИНКообразующими для корпораций, созданных в ходе рестройки нефтегазового комплекса (Славнефть, Сиданко, Тюменская нефтяная компания, Сибнефть, Восточная НК).

Государственные геологоразведочные предприятия (ГП «Обьнефтегазгеология», ГП «Хантымансийскнефтегазгеология», ГП «Краснотуркменнефтегазгеология», ГП «Мегионнефтегазгеология», Назымская НГРЭ) для продолжения пользования участками недр приобрели право пользования недрами 18 месторождений, находящихся в разведке либо на этапе пробной (опытно-промышленной) эксплуатации.

*Таким образом, по п. 19 Положения о лицензировании в распределённый фонд было передано порядка 222 месторождений с суммарными извлекаемыми запасами нефти категорий  $ABC_1$  – 11 млрд т,  $C_2$  – 3 млрд т. На момент передачи месторождений в лицензирование накопленная добыча составляла 6.1 млрд т.*

В дальнейшем в разное время двадцать семь лицензионных участков были изъяты органами управления государственным фондом недр. Часть участков передана в НРФН по решению арбитражного суда в связи с нарушениями законодательства, допущенными при передаче права пользования. От двух участков – Рямного и Салымского (западная часть) – отказались компании-недропользователи. Позднее лицензии будут аннулированы в связи с невыполнением лицензионных соглашений – в 1997 году досрочно прекращено право пользования недрами Малоключевого, Имилорского, Западно-Имилорского, Источного и Рогожниковского месторождений. Затем часть месторождений будет повторно передана недропользователям, но уже по результатам аукционов.

### Аукционное (конкурсное) предоставление права пользования недрами

На момент проведения первых конкурсов и аукционов в нераспределённом фонде округа оставалось 116 месторождений (34 %) с суммарными извлекаемыми запасами нефти категорий  $ABC_1$  – 0.65 млрд т и 1.15 млрд т –  $C_2$  (6 %). Кроме того, в НРФН по состоянию на 01.01.1995 г. выделено несколько сот перспективных ловушек с извлекаемыми ресурсами категории  $C_3$  – 2.5 млрд т.

За 30 лет на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры было объявлено 513 аукционов и 61 конкурс на получение прав пользования участками недр.

При приобретении права пользования участками недр на конкурсах и аукционах было предложено:

- суммарных извлекаемых запасов нефти категорий  $AB_1C_1+B_2C_2$  – 2.6 млрд т, суммарных перспективных ресурсов категории  $D_0$  и прогнозных локализованных ресурсов категории  $D_n$  – 1.56 млрд т;
  - суммарных запасов газа категорий  $AB_1C_1+B_2C_2$  – 54 млрд м<sup>3</sup>, прогнозных ресурсов категорий  $D_1+D_2$  – 4424 млрд м<sup>3</sup>.
- Всего было передано 250 участков.
- По нефти: суммарных запасов категорий  $AB_1C_1+B_2C_2$  – 1970 млн т; суммарными перспективными ресурсами категории

## ЭКОНОМИКА И ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ

$D_0$  и прогнозными локализованными ресурсами категории  $D_L$  – 891 млн т.

- По газу: запасами категорий  $ABC_1+C_2$  – 36.2 млрд м<sup>3</sup>; прогнозными не локализованными ресурсами категорий  $D_1+D_2$  – 12.8 млрд м<sup>3</sup>.

Суммарный разовый платёж составил 303 млн долл. (1994-2001 года) и 176.5 млрд руб. (2005-2022 года).

В развитии государственной системы лицензирования недр, законодательного регулирования в части проведения конкурсов и аукционов можно выделить следующие основные этапы:

**1993-2001 гг.** – организация и проведение аукционов и конкурсов (раундов лицензирования) на право пользования недрами в рамках осуществления совместного ведения в сфере регулирования отношений недропользования между федеральным органом управления государственным фондом недр и органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

**2001-2005 гг.** – МПР РФ объявлен мораторий на проведение аукционов и конкурсов на территории Российской Федерации.

**2005 г. – по н.в.** – проведение аукционов (конкурсов) в рамках реализации годовых перечней объектов лицензирования.

**2008 г.** – принята первая «Методика расчёта минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами» (Приказ Минприроды РФ от 30.09.2008 № 232). Новая методика была принята в 2022 году и утверждена Приказом Минприроды России и Роснедр от 31.03.2022 № 242/01.

**2009 г.** – принят первый Административный регламент ФАН по организации проведения конкурсов и аукционов на право пользования недрами (Приказ Минприроды РФ от 17.06.2009 № 156). В дальнейшем МПР РФ будут разработаны новые регламенты в 2017 и 2020 гг.

**2022 г.** – изменениями Закона о недрах закреплён отказ от конкурсов на право пользования недрами и устанавливается единственная форма проведения торгов на право пользования участками недр – аукцион в электронной форме, проводимый на электронной площадке. Правила проведения аукциона в электронной форме утверждены Постановлением Правительства РФ от 28.12.2021 № 2499.

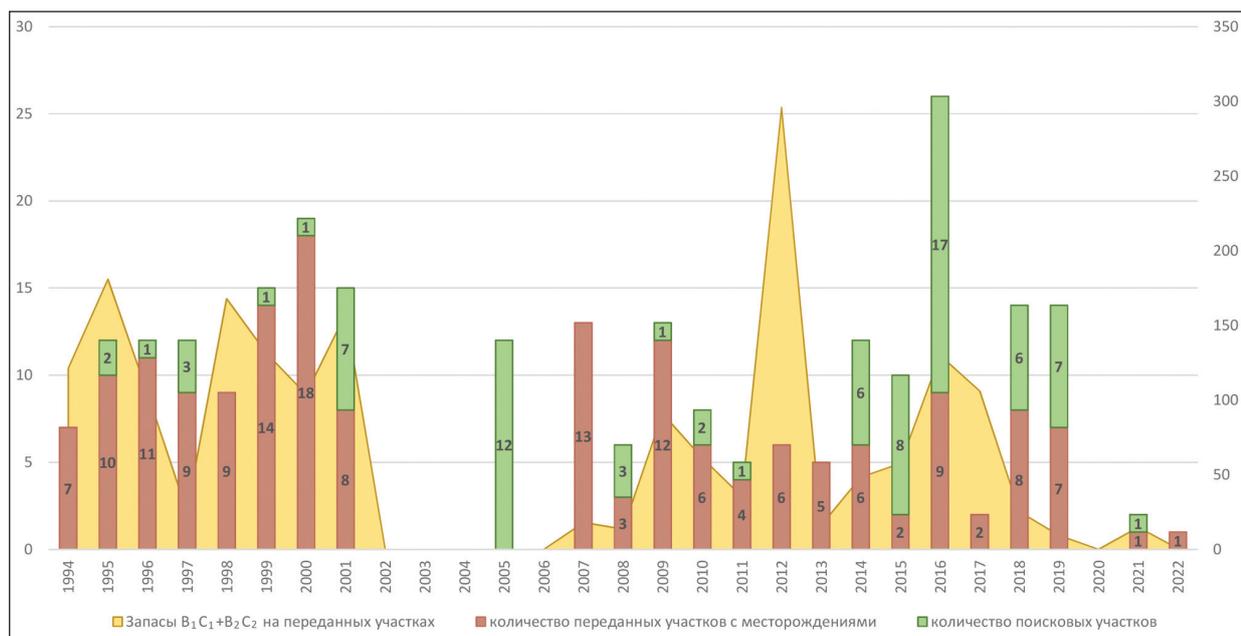


Рис. 7. Динамика передачи в долгосрочное пользование участков недр по результатам проведения конкурсов и аукционов на территории Югры

### Конкурсная форма предоставления права пользования недрами

С 2022 года конкурсная форма предоставления прав пользования недрами стала историей. Первые конкурсы на право пользования недрами в Ханты-Мансийском автономном округе были проведены в 1993 году. На тот момент основной задачей объявленных конкурсов было привлечение иностранных партнёров для совместной разработки 11 разрабатываемых месторождений, предоставленных в пользование российским компаниям. Второй полноценный конкурс был объявлен в 1994 году – с этого времени начинается отсчёт аукционного и конкурсного распределения запасов и ресурсов УВС.

Всего до 2001 года было объявлено 5 раундов лицензирования с выставлением 50 конкурсных участков. Реализовано 43 (43 % от количества выставляемых участков на раунды лицензирования) конкурсных участка с суммарными извлекаемыми запасами категорий  $C_1+C_2$  – 662 млн тонн, перспективными ресурсами категории  $C_3$  – 273 млн т.

Конкурсы в тот период объявлялись как в закрытой (1994 и 1998 годы), так и в открытой форме (1995, 1996 годы). Открытые конкурсы на право пользования недрами проводились без каких-либо ограничений по численности и категориям претендентов, а закрытые конкурсы проводились только для российских предприятий. Особенностью проведения конкурсов на право пользования недрами на территории Югры в этом периоде является двухэтапная процедура их проведения, сложившаяся после 1996 года. На первом этапе экспертная конкурсная комиссия анализировала технико-экономические предложения заявителей и оценивала их соответствие условиям конкурса с учётом основных требований по рациональному использованию недр, экологической безопасности, охране недр, а также вклад в социально-экономическое развитие

автономного округа и территории, где расположен лицензионный участок недр. На втором этапе конкурса экспертная конкурсная комиссия по отобраннным проектам в присутствии представителей компаний-участников вскрывала пакеты, в которых конкурсанты предлагали величину разового платежа (бонуса подписания). Победителем по конкретному участку недр объявлялся участник, предложивший наибольший бонус, а в случае равноправности имеющихся предложений конкурс переходил в режим открытого аукциона. Основные результаты и оценка эффективности вовлечения запасов и ресурсов в тот период показывают, что наиболее рациональной формой является конкурс с аукционным завершением, которая, к сожалению, в последующие годы была забыта.

Последними были объявлены конкурсы на право пользования недрами Назымского и Ай-Яунского участков недр в 2016 году. Всего после окончания моратория с 2005 по 2022 гг. было объявлено 11 конкурсов. Восемь конкурсов были признаны несостоявшимися из-за участия в них по одному заявителю. На основании пункта 4 статьи 10.1 и статьи 13.1 Закона Российской Федерации «О недрах» единственному претенденту на участки было предоставлено право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья. В двух конкурсах на Гавриковский и Назымский участки недр принимали участие несколько недропользователей.

*Всего за 30 лет посредством конкурсной формы предоставления права пользования недрами было передано в пользование 53 участка, с суммарными извлекаемыми запасами категорий  $B_1C_1+B_2C_2$  – 849 млн т, ресурсами категории  $D_0$  – 297 млн т.*

### Аукционная форма предоставления права пользования недрами

Первые аукционы на право пользования недрами состоялись в 1995 году на третьем раунде лицензирования. Всего за период с 1993 по 2001 годы был объявлен 71 аукцион. Посредством аукционного

распределения запасов было предоставлено 64 участка недр с суммарными извлекаемыми запасами категорий  $C_1+C_2$  – 390 млн тонн, перспективными ресурсами категории  $C_3$  – 393 млн т.

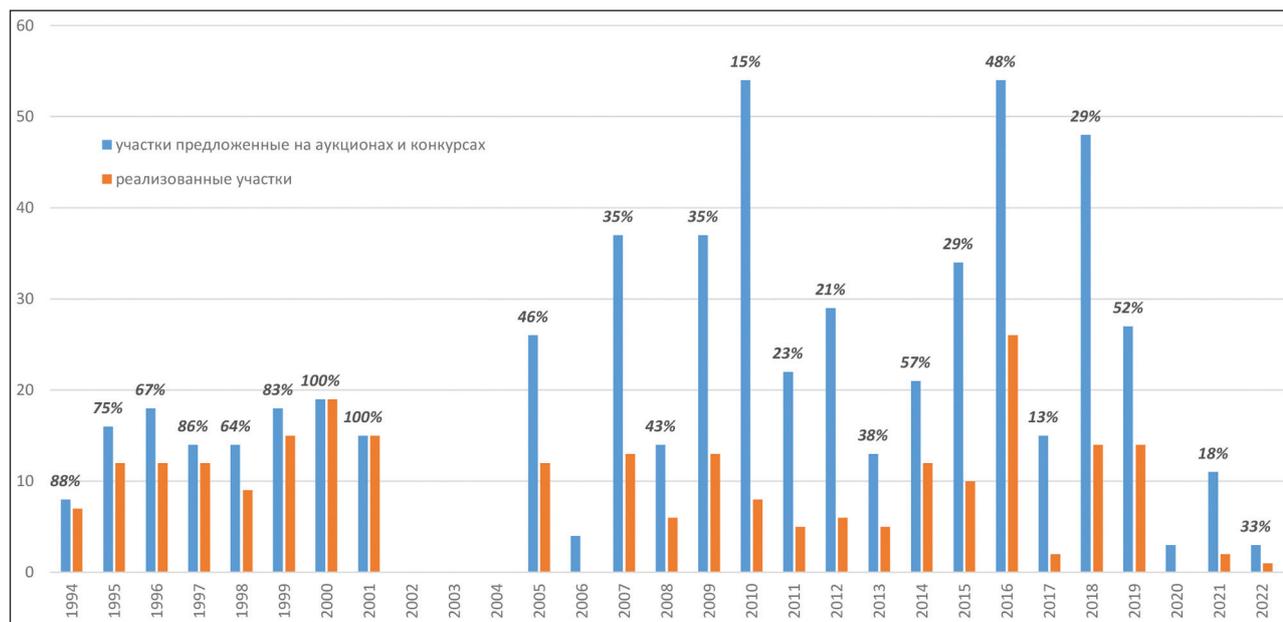


Рис. 8. Эффективность аукционов и конкурсов, проводимых в ХМАО – Югре с 1993 по 2022 гг.

В этот период отмечается самая высокая эффективность проводимых в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре торгов на право пользования недрами. Высокая востребованность участков на аукционах является результатом планомерной, хорошо организованной стратегии по подготовке и проведению конкурсов и аукционов, разработанной усилиями преимущественно окружных органов государственной власти и территориальных органов управления фондом недр (рис. 7, табл. 1). Помимо предлицензионной подготовки аукционных участков, последовательного системного вовлечения в

лицензирование запасов и ресурсов эффективно использовались организационные методы повышения конкуренции и привлечения большого количества участников аукционов. Для всех заинтересованных лиц проводились рекламные презентации, на которых участники получали брошюры с условиями конкурса (аукциона) и могли приобрести рекламный пакет. Информация, содержащаяся в данном пакете, предоставлялась в объёме, достаточном для принятия заинтересованным лицом решения о целесообразности дальнейшего участия в объявленном конкурсе (аукционе).

Таблица 1

Показатели эффективности проведения аукционов в 1994-2001 гг.

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
число объявленных аукционов и конкурсов	8	16	18	14	14	18	19	15
число реализованных участков	7	12	12	12	9	15	19	15
% реализации	88 %	75 %	67 %	86 %	64 %	83 %	100 %	100 %
средний объем запасов	12.6	12	6.7	1.8	12.4	6.5	4.7	9.1
стоимость тонны нефти, долл./т	0.023/ 0.031	0.096/ 0.124	0.06/ 0.084	0.247/ 1.166	0.129/ 0.735	0.108/ 0.197	0.129/ 0.504	0.314/ 2.535
суммарный доход бюджета, тыс. долл.	2380.8	14380.0	7495.5	17468.5	84610.0	17510.0	62280.0	97076.0

Таблица 2

Показатели эффективности проведения аукционов в ХМАО – Югре в 2005-2022 гг.

	число объявленных аукционов и конкурсов	число реализованных участков	% реализации	средний объем запасов, млн т	стоимость тонны нефти, руб./т	суммарный доход бюджета, млн руб.
<b>2005</b>	26	12	46 %	0.4	40.9/ 286.4	1838.9
<b>2006</b>	4	0	0 %	-	-	-
<b>2007</b>	37	13	35 %	1.9	200.5/ 385.7	3011.5
<b>2008</b>	14	6	43 %	1.7	75.1/ 150.7	1398.9
<b>2009</b>	37	13	35 %	5.0	61.4/ 137.8	4003.6
<b>2010</b>	54	8	15 %	5.6	84.8/ 91.9	3929.0
<b>2011</b>	22	5	23 %	4.9	124.8/ 133.2	2581.0
<b>2012</b>	29	6	21 %	33.6	153.2/ 280.0	98188.1
<b>2013</b>	13	5	38 %	2.1	121.9/ 152.4	1730.5
<b>2014</b>	21	12	57 %	2.9	96.9/ 653.2	7380.9
<b>2015</b>	34	10	25 %	5.6	86.0/ 379.1	10585.0
<b>2016</b>	54	26	44 %	3.1	46.3/ 737.8	11761.5
<b>2017</b>	15	2	13 %	31.9	105.2/ 212.0	20277.9
<b>2018</b>	48	14	29 %	1.4	116.0/ 217.3	5045.8
<b>2019</b>	27	14	52 %	0.6	105.0/ 706.9	2919.5
<b>2020</b>	3	0	0 %	-	-	-
<b>2021</b>	11	2	18 %	5.6	147.9/ 162.7	1785.1
<b>2022</b>	3	1	33 %	0.6	87.0/ 95.7	56.9

## ЭКОНОМИКА И ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ

После 2005 года, когда было возобновлено проведение аукционов и конкурсов, и до 2022 года на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры было передано в пользование 149 участков с суммарными запасами нефти категорий  $AB_1C_1+B_2C_2$  – 921.7 млн т; суммарными перспективными ресурсами категории  $D_0$  и прогнозными локализованными ресурсами категории  $D_n$  – 235.6 млн т, прогнозными нелокализованными ресурсами категорий  $D_1+D_2$  – 1176.7 млн т; по газу: запасами категорий  $AB_1C_1+B_2C_2$  – 15.7 млрд м<sup>3</sup>; прогнозными нелокализованными ресурсами категорий  $D_1+D_2$  – 10.0 млрд м<sup>3</sup>. Суммарный разовый платёж по участкам составил 176.5 млрд руб.

Среди реализованных в рассматриваемый период участков самыми дорогими были три участка федерального значения (с извлекаемыми запасами нефти свыше 70 млн тонн), из них дороже других стоил Участок недр федерального значения, включающий месторождения Имилорское+Западно-Имилорское и Источное, с суммарными запасами нефти

категорий  $AB_1C_1+B_2C_2$  – 193.7 млн т. В 2012 году борьба за участок развернулась между компаниями ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ПАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (дочернее предприятие ПАО «Газпром»), в ходе аукциона было сделано 10 шагов, в итоге цена участка со стартовой 25.4 млрд руб. выросла в 2 раза и составила 50.8 млрд руб. Победителем была признана компания ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

В том же 2012 году компания ПАО «Сургутнефтегаз» получила второй в списке самых дорогих участков – Участок недр федерального значения, включающий часть месторождения им. Шпильмана (Северорогожниковское), с суммарными запасами нефти категорий  $AB_1C_1+B_2C_2$  – 90.4 млн т. Конкуренцию Сургутнефтегазу составили ПАО «НК «Роснефть» и ООО «Газпромнефть-Хантос», аукцион длился до 23-го шага, в итоге разовый платёж превысил стартовый в 3.3 раза и составил 46.2 млрд руб.

Замкнул тройку лидеров Эргинский участок недр федерального значения, с суммарными запасами нефти категорий

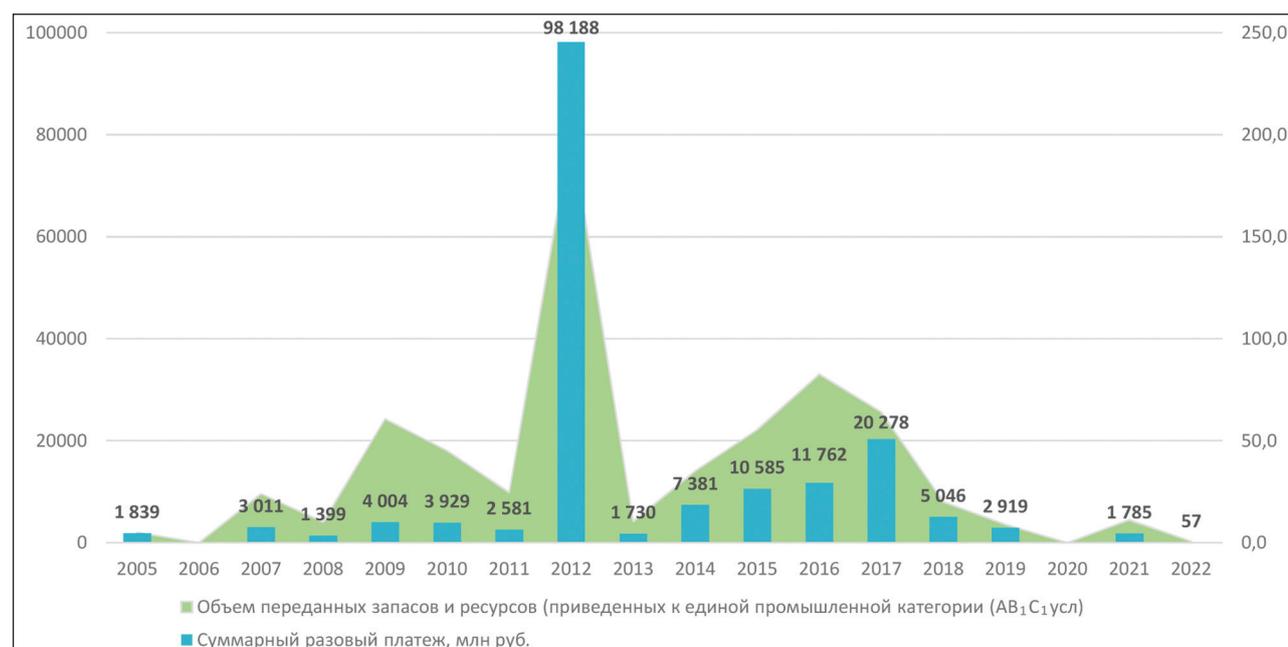


Рис. 9. Распределение суммарного разового платежа и объёма переданных запасов и ресурсов по годам

$AB_1C_1+B_2C_2$  – 102.9 млн т, за который в 2017 году боролись ПАО «НК «Роснефть» и ООО «Газпромнефть-Хантос», в ходе аукциона цена участка выросла в 2.7 раза, со стартовой 7.4 млрд руб. до итоговой 20 млрд руб.

Кроме трёх участков федерального значения в десятку самых дорогих вошли 7 участков с открытыми месторождениями, с суммарными извлекаемыми запасами нефти категорий  $AB_1C_1+B_2C_2$  от 8 млн т до 58 млн т. Суммарные разовые платежи от продажи десяти самых дорогих участков составили 79 % от всего дохода ХМАО – Югры за рассматриваемый период.

Среди участков без выявленных месторождений дороже других был продан в 2019 году Восточно-Шапшинский 1 участок, содержащий нелокализованные ресурсы  $D_1+D_2$  – 9.7 млн т. Аукцион стартовал с цены в 14.5 млн руб. и был остановлен на 161 шаге, когда разовая цена превысила стартовую в 78 раз. В результате аукционной борьбы соответственно выросла и цена тонны нефти, увеличившись со стартовой 89.9 руб./т до рекордных 7023.4 руб./т, обойдя в итоге стоимость тонны нефти на реализованных участ-

ках федерального значения, по которым этот показатель колебался от 324 до 739.4 руб./т.

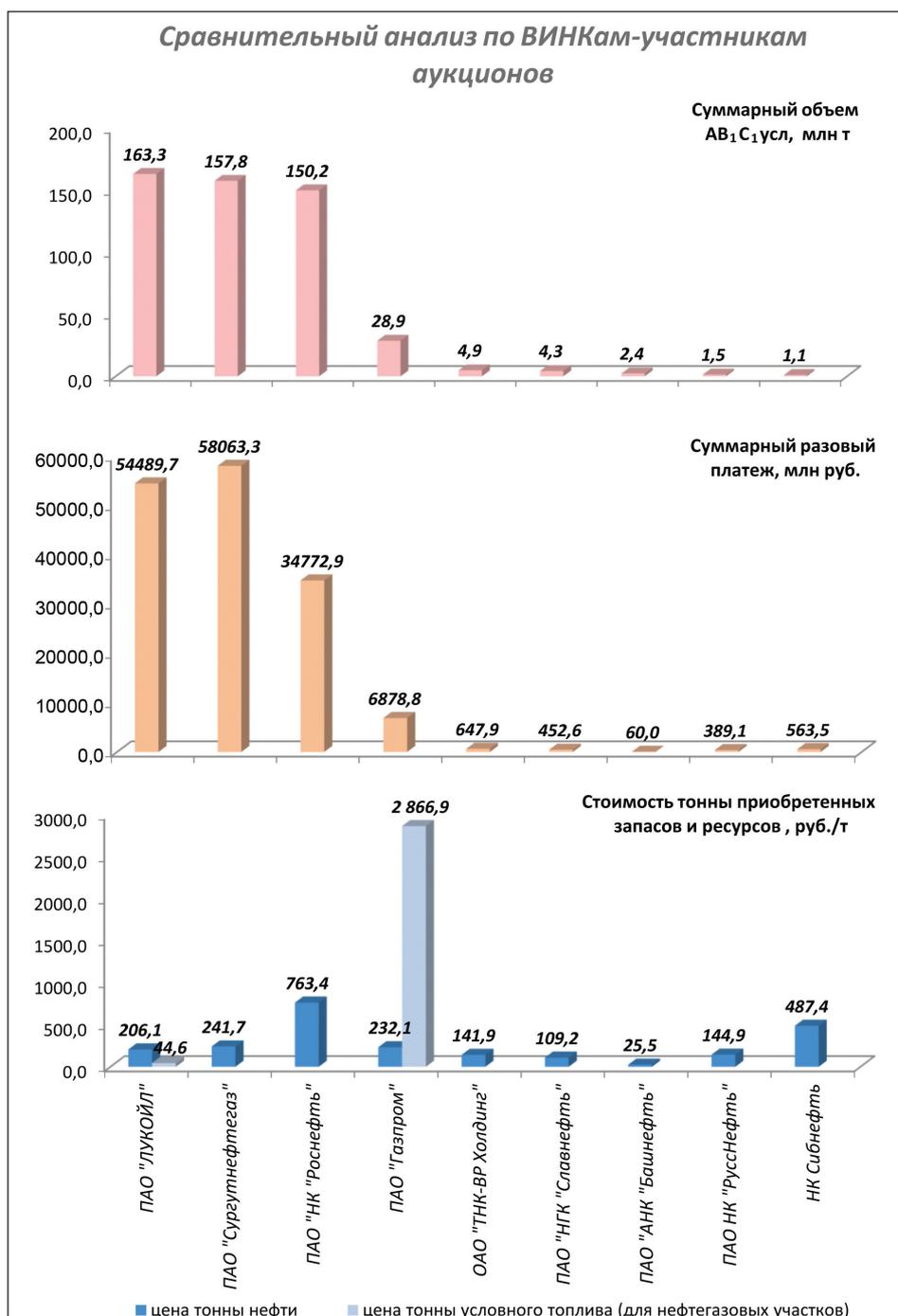
Также в число участков, цена за тонну нефти которых в результате конкуренции на аукционах превысила рубеж в 1000 руб./тонну, вошли 11 участков, расположенных в Юганской поисковой зоне, характеризующихся низкой плотностью ресурсной базы, прогнозные нелокализованные ресурсы нефти категорий  $D_1+D_2$ , содержащиеся на участках, колебались от 5.0 млн т (Восточно-Чупальский участок) до 14.8 млн т (Юганский 10 участок). В 2014-2016 гг. борьбу за право пользования участками вели компании ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Сургутнефтегаз» и представители независимых недропользователей ООО «Юганский 16», ООО «Юганский 18», ООО «Юганский 19», ООО «Юганский 21». В ходе аукционов средняя цена тонны нефти выросла со стартовой 40.2 руб./т до 1955.8 руб./т по разовому платежу.

Среди нефтегазовых участков повышенный интерес компаний вызвали участки в Карабашской поисковой зоне. Так в 2018 году в результате конкуренции



Рис. 10. Изменение средней стоимости тонны нефти в результате конкуренции на аукционах

## ЭКОНОМИКА И ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ



**Рис. 11. Сравнительный анализ суммарных объёмов запасов, относительной стоимости тонны нефти, суммарных бонусов подписания по ВИНКам-участникам аукционов**

на аукционах между дочерними предприятиями ПАО «ЛУКОЙЛ» и ПАО «Газпром» за право пользования Карабашскими 17, 18, 25, 26 участками, содержащими

только ресурсы нефти и газа категорий D<sub>1</sub>+D<sub>2</sub>, цена тонны условного топлива со стартовой 32 руб./т выросла в 136 раз и составила по разовому платежу 4279 руб./т.

Среди компаний, принимавших участие в аукционах и конкурсах на территории ХМАО – Югры в 2005-2022 годах, лидером по количеству приобретённых участков стала компания ПАО «Сургутнефтегаз». За 18 лет компания получила в пользование 39 участков, с суммарными запасами нефти по категориям  $AB_1C_1+B_2C_2$  – 227 млн т, заплатив в сумме 58.1 млрд руб.

Компания ПАО «ЛУКОЙЛ» за рассматриваемый период получила в пользование 25 участков недр, став лидером по объёму приобретённых запасов и ресурсов (приведённых к единой промышленной категории). Суммарные запасы нефти на приобретённых участках по категориям  $AB_1C_1+B_2C_2$  составили 228 млн т. Разовый платёж по всем участкам составил 54.5 млрд руб.

Дочерние предприятия ПАО «НК «Роснефть» по итогам аукционов и конкурсов получили 16 участков, с суммарными запасами нефти по категориям  $AB_1C_1+B_2C_2$  – 245 млн т. Суммарный бонус по всем участкам составил 34.8 млрд руб. Среди крупных ВИНКов компании пришлось больше других побороться за свои участки, в ходе аукционов, которые в среднем длились до 48 шага, средняя цена тонны нефти со стартовой 86 руб./тонну выросла в 9 раз – до 763.4 руб./тонну по разовому платежу.

После 2014 года в активное участие в аукционах включились дочерние компании ПАО «Газпром нефть», получив права пользования 15 участками недр, с суммарными запасами нефти по категориям  $AB_1C_1+B_2C_2$  – 25.4 млн т, из которых 6 поисковых участков с ресурсами нефти и газа в Карабашской поисковой зоне. До 2014 года компания получила в пользование один Зимний участок (2008 год) с запасами  $C_1+C_2$  – 9.4 млн т. Суммарный разовый платёж за 16 участков составил 6.9 млрд руб.

Среди независимых недропользователей можно отметить компанию ООО «НЗНП Трейд», которая в 2015 году сделала крупное приобретение, получив по конкурсу Гавриковский участок недр с за-

пасами нефти  $C_1+C_2$  – 40.3 млн тонн, бонус за участок составил 6.7 млрд руб.

В 2010 году компания ООО «Развитие Санкт-Петербурга» по результатам аукциона получила Густореченский участок с запасами  $C_1+C_2$  – 31 млн т, заплатив 1.98 млрд руб., компания ООО «Хортица» стала победителем аукциона на право пользования Мултановским участком недр с запасами нефти  $C_1+C_2$  – 14.5 млн т, разовый платёж составил 1.1 млрд руб.

Компания ЗАО «Колва Нефть» по итогам прошедших в 2009 году аукционов получила три участка с месторождениями, с суммарными запасами нефти по категориям  $C_1+C_2$  – 43.5 млн т, суммарный платёж по участкам составил 2.1 млрд руб.

*На современном этапе аукционного лицензирования причинами низкой востребованности участков являются большая доля поисковых участков с низкой ресурсной базой и слабой изученностью, перешедших на аукционы с заявительной кампанией. Второй причиной, на наш взгляд, являются длительные сроки процедуры согласования участков для включения в аукционные перечни. От даты подачи заявки компанией до даты объявления аукциона проходит 1.5-2 года (таблица 1, 2).*

Итоги этапа новейшей истории проведения аукционов, этапа проведения электронных аукционов на право пользования недрами, подводить ещё рано. Однако, характерной особенностью проведённых в 2022-2023 гг. аукционов является отсутствие конкуренции на участки. Пять аукционных участков (из 13 объявленных) переданы в пользование по результатам несостоявшихся аукционов единственным заявителям.

На сегодняшний день на разных стадиях согласования и в ожидании утверждения в Роснедра находятся 44 участка, из них 5 участков с месторождениями и 39 участков поисковых, перешедших в аукционный перечень по результатам «заявочной» кампании.

### **Лицензии, выданные по факту открытия месторождений**

Основание для возникновения права пользования участком недр при установлении факта открытия месторождения полезных ископаемых недропользователем, проводившим работы по геологическому изучению таких участков за счёт собственных средств, появилось в 2000 году после принятия дополнений Закона РФ «О недрах» (от 02.01.2000 № 20-ФЗ).

До 2004 года решение о предоставлении права на разведку и добычу открытого месторождения принималось совместно с федеральным органом управления государственным фондом недр или его территориальным органом и органом исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации.

В настоящее время основанием получения права пользования участками недр с целью разведки и добычи полезных ископаемых при установлении факта открытия месторождения являются решение Правительства РФ (в отношении участков недр федерального значения или участков недр, которые отнесены к участкам недр федерального значения в результате открытия пользователем недр месторождения полезных ископаемых (п.1 ст.10.1), решение комиссии, созданной федеральным органом управления государственным фондом недр и включающей представителей органов исполнительной власти соответствующего субъекта РФ (п.3 ст.10.1).

В Ханты-Мансийском автономном округе – Югре первые лицензии по факту открытия месторождений были выданы в 2002 году – передано в долгосрочное пользование ОАО «Сургутнефтегаз» Северо-Лабатьюганское месторождение, открытое на Логачевском поисковом участке. В период с 2002 по 2004 годы было передано для разведки и добычи 10 месторождений с суммарными выявленными запасами 69.5 млн т. Месторождения открыты ОАО «Сургутнефтегаз» в пределах трех поисковых блоков – Логачевского, Верхнеляминского и Нумтойского (рис. 5, 12).

Всего по состоянию на 01.09.2023 г. компаниям было предоставлено право пользования недрами для разведки и добычи нефти в пределах 61 участка (рис. 5, 12). Право пользования недрами семи месторождений было досрочно прекращено в разное время по причине отказа компаний от участков (Северо-Ватлорский, Западно-Охтымлорский, Западно-Никольский, Овлихлорский) и в связи с неуплатой разового платежа за пользование недрами (Восточно-Камский, Янлотский, Южно-Трехозёрный).

С 2015 года наблюдается отрицательная тенденция в части предоставления прав пользования недрами на разведку и добычу открытых месторождений. В 2018-2019 гг. не было предоставлено лицензий на право пользования недрами по факту открытия месторождений. Сложившаяся критическая ситуация с открытием новых месторождений компаниями-недропользователями на поисковых участках за счёт собственных средств прогнозируема и связана с невыполнением условий пользования недрами в части проведения поисковых работ на участках с краткосрочными лицензиями.

Порядок, определяющий размер разовых платежей за пользование недрами при предоставлении права пользования, был утвержден лишь в 2009 году (Постановление Правительства РФ от 4 февраля 2009 г. № 94). До 2009 года, согласно лицензионным соглашениям, недропользователи в течение одного года с момента ввода месторождений в промышленную разработку должны были уплатить разовый платёж в размере 10 % от величины суммы налога на добычу углеводородного сырья в расчёте на среднегодовую проектную мощность предприятия. Исключением стал Северо-Семивидовский участок недр, бонус по которому составил 15 %. Кроме того, в течение срока действия Положения о возмещении расходов государства на поиски и оценку полезных ископаемых

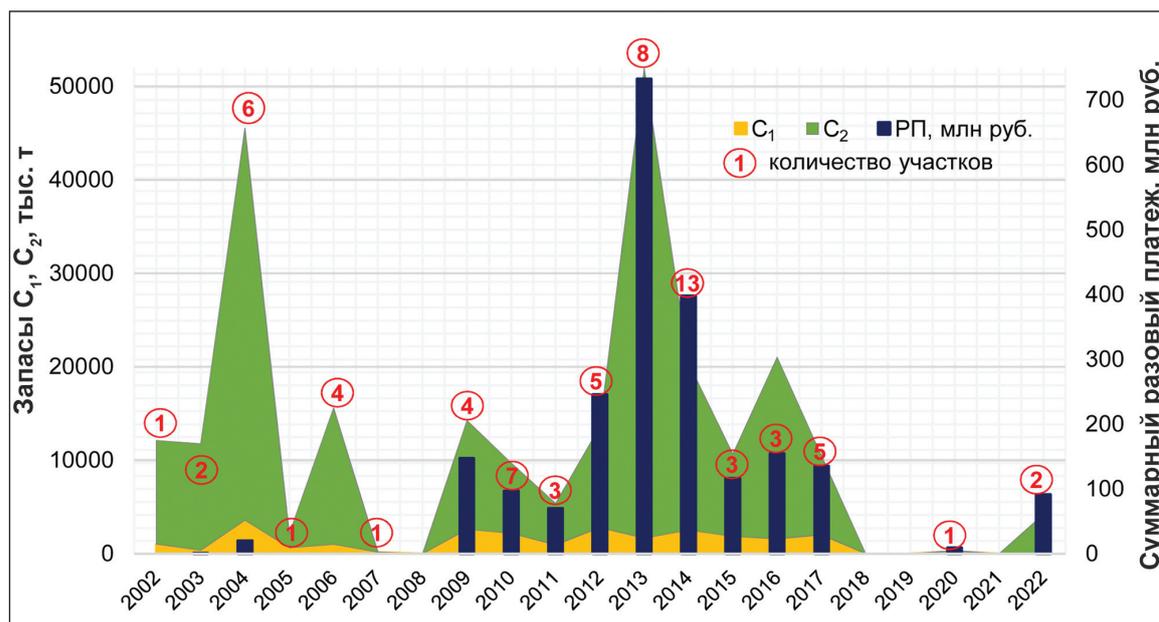


Рис. 12. Динамика предоставления права пользования участками недр компаниям, открывшим месторождения полезных ископаемых в результате проведения геологического изучения недр за счёт собственных (в том числе привлеченных) средств

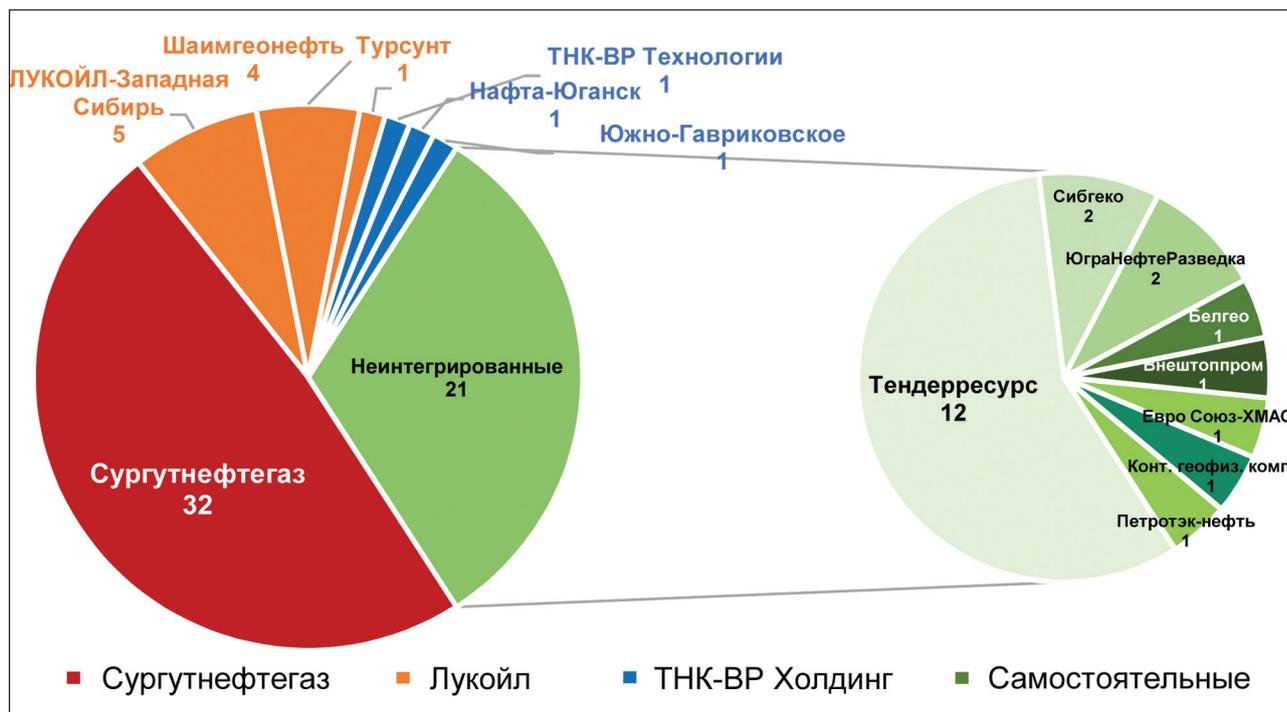


Рис. 13. Распределение участков недр, предоставленных в пользование компаниям, открывшим месторождения полезных ископаемых в результате проведения геологического изучения недр за счёт собственных (в том числе привлеченных) средств

пользователи недр компенсировали затраты государства из Федерального бюджета на проведение геологоразведочных работ в пределах переданных в пользование участков в размере 53.631 млн руб. С 2009 года при получении права пользования на разведку и добычу открываемых месторождений пользователями недр был выплачен суммарный разовый платёж в размере 2 млрд руб.

Из числа недропользователей (15 компаний), открывших месторождения за счёт собственных средств, ПАО «Сургутнефтегаз» является безусловным лидером по количеству лицензий, предоставленных по факту открытия месторождений за счёт собственных средств в пределах поисковых лицензий. ОАО «Тендерресурс» (бывшее государственное предприятие ХМАО – Югры) в 2013-2014 гг. предоставлено право пользования 12 месторождениями, открытыми за счёт средств бюджета округа.

По состоянию на 01.01.2023 г. на Государственном балансе запасов в пределах четырех поисковых участков числятся запасы пяти месторождений, открытых за счёт собственных средств компаний. Суммарные извлекаемые запасы нефти категории  $C_1$  составляют 5.0 млн т, газа – 0.8 млрд м<sup>3</sup>, категории  $C_2$  (нефть) – 29 млн т, газа – 1.9 млрд м<sup>3</sup>.

Исходя из анализа факта открытий месторождений УВС в пределах поисковых участков, можно установить, что срок от даты государственной регистрации до получения промышленного притока при испытании поисковой скважины составляет от 3 до 14 лет. Факт открытия месторождений на поисковых участках с минимальным сроком осуществляется на участках с высокой степенью сейсмиче-

ской изученности и наличием подготовленных к бурению ловушек, а также вблизи разрабатываемых месторождений. В среднем срок от получения поисковой лицензии до факта открытия месторождения составляет 7 лет.

Однако в дальнейшем ситуация с открытием новых месторождений компаниями-недропользователями на поисковых участках будет ухудшаться по причине предоставления поисковых участков с высокими геологическими рисками и из-за систематического невыполнения условий пользования недрами и проектных решений ГИН на поисковых участках. Невыполненные обязательства отмечаются на половине отлицензированных поисковых участков и практически целиком приходятся на независимых недропользователей – фактически на сегодняшний день неинтегрированными компаниями не выполнены работы на всех действующих лицензиях, хотя сроки их исполнения уже истекли. Срок действия более половины поисковых лицензий продлевается для выполнения проектного объёма работ по геологическому изучению участков. Так, в массиве лицензий ХМАО – Югры зарегистрированы поисковые лицензии, срок действия которых продлевался 7 раз и этап геологического изучения составляет 20 лет при выполнении только сейсморазведочных работ либо отсутствии объёмов геологоразведочных работ. Срок действующих по состоянию на 01.10.2023 г. поисковых лицензий варьируется от 5 до 21 года. Фактически в среднем срок лицензий на геологическое изучение за счёт собственных средств компаний составляет 11 лет (из числа лицензий с продлённым сроком).





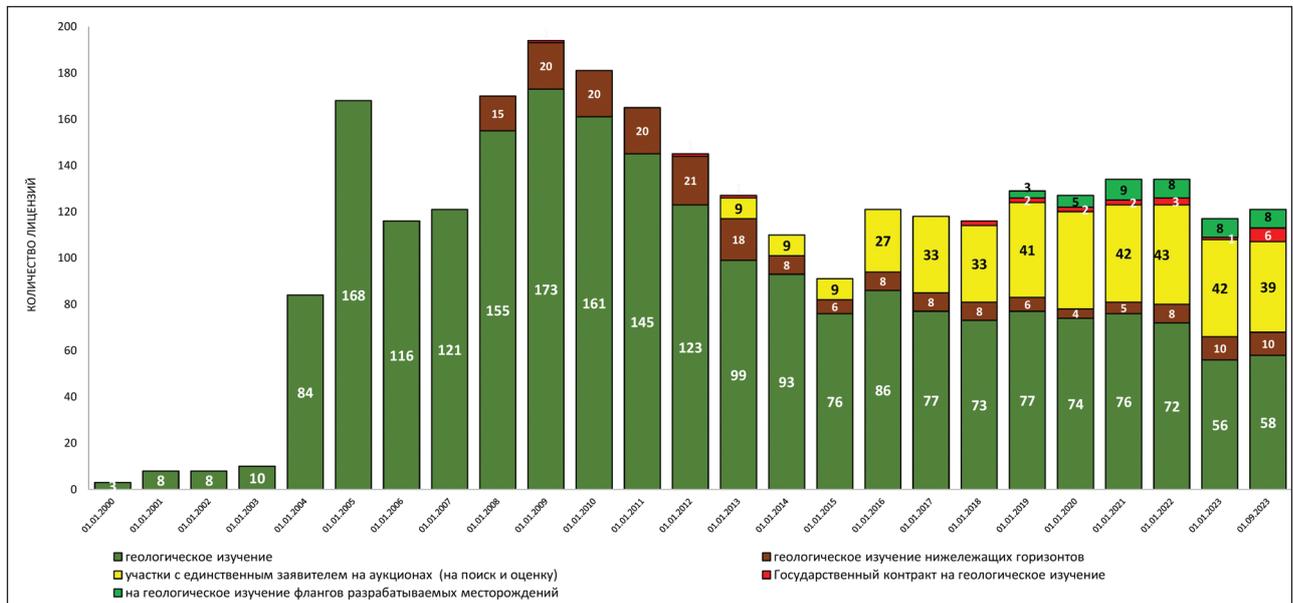


Рис. 16. Динамика участков на геологическое изучение (поиск, оценка) за 1999-2022 гг.

пользования недрами на проведение поисковых работ действовало вплоть до 2005 года.

Первые поисковые лицензии были выданы в 1999 году по заявкам компаний-недропользователей ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «Шаимгеонефть» и ЗАО «Ханты-Мансийская НК». В 1999-2001 гг. было предоставлено 10 участков недр с максимальным количеством перспективных ресурсов – суммарные извлекаемые ресурсы перспективных объектов категорий  $C_3+D_{1л}$  составили 333 млн т, прогнозные ресурсы категорий  $D_1+D_2$  – 106 млн т (рис. 16). Как правило, это были крупные поисковые блоки, средняя площадь которых составляла порядка 1,5 тыс. км<sup>2</sup>. По результатам поисковых работ на 10 поисковых участках открыто 16 месторождений с суммарной оценкой извлекаемых запасов нефти категорий  $C_1+C_2$  – 78 млн т (рис. 2.29, 2.30), при этом большая часть месторождений открыта на поисковых участках ОАО «Сургутнефтегаз».

Следующий этап поискового лицензирования – 2002-2005 гг. В 2001 году в преддверии отмены ставок ВМСБ в округе

принимается Концепция развития поисковых геологоразведочных работ на нераспределённом фонде недр, основной целью которой являлось привлечение средств компаний для дальнейшего проведения геологического изучения и обеспечения стабильности нефтедобычи в округе на среднесрочную и долгосрочную перспективу.

Основной задачей Концепции являлось изменение подходов в планировании и финансировании поисковых геологоразведочных работ на слабоизученных территориях, стимулировании привлечения средств компаний, предоставлении прав на пользование недрами с учётом поискового риска проведения таких работ и организации более действенного контроля государства за деятельностью недропользователей на поисковых участках.

Исходя из состояния геологической изученности, распределения плотности потенциальных ресурсов нефти и газа, степени освоённости и принципов нефтегеологического районирования территории были выделены 11 поисковых зон, 8 из которых (Сабунская, Колтогорская,

## ЭКОНОМИКА И ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ

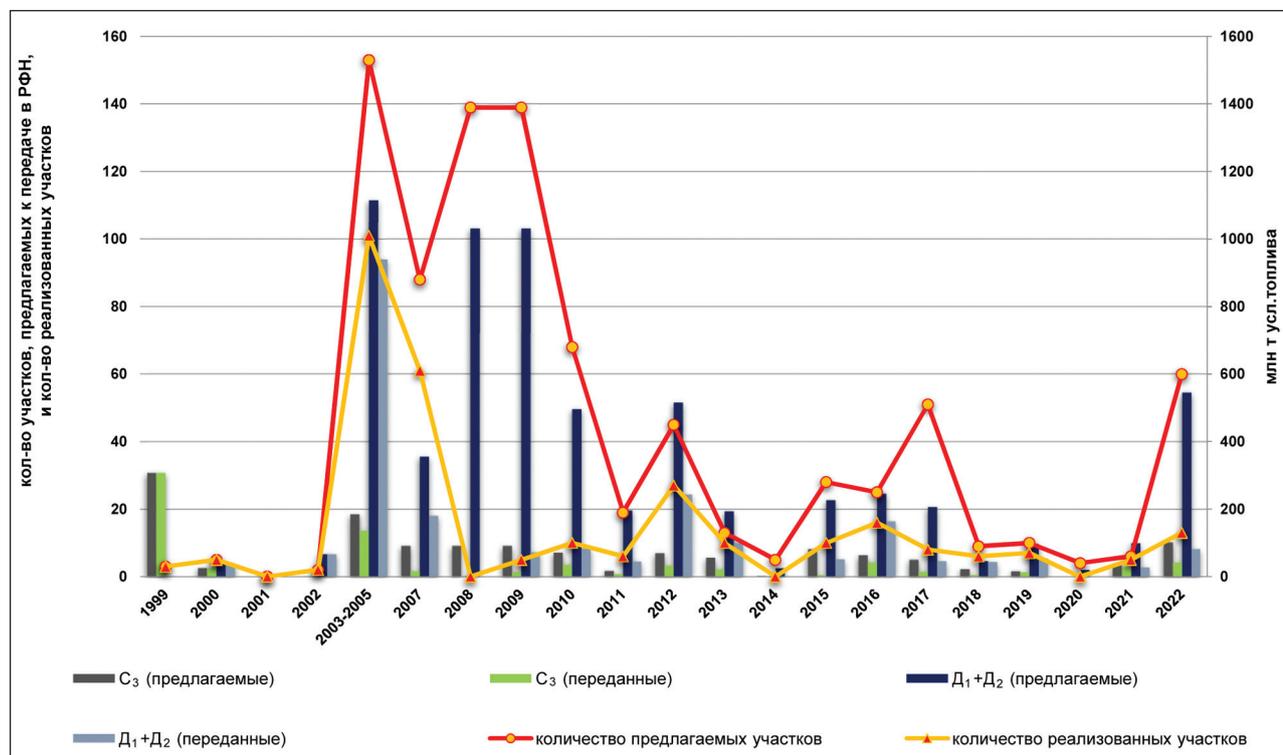


Рис. 17. Итоги реализации поисковых участков 1999-2023 гг.

Юганская, Карабашская, Красноленинская, Ляминская, Юильская, Сергинская) располагались вблизи районов с развитой инфраструктурой или в относительной близости к открытым месторождениям, и три зоны (Каралькинская, Берёзовская и Предуральская) представляли собой практически неизученные территории с относительно низкой плотностью ресурсов.

Принятая Концепция послужила основой для разработки «Программного перечня участков недр, предлагаемых для осуществления инвестиционных проектов недропользования на 2003-2005 годы» и дальнейшего среднесрочного и долгосрочного планирования геологоразведочных работ на территории округа за счёт собственных средств недропользователей. Программой лицензирования 2003-2005 гг. предусматривалась передача в пользование 153 участков на геологическое изучение за счёт средств недропользователей на бесконкурсной основе.

Суммарные ресурсы нефти 153 участков недр составляли по категориям  $C_3+D_{1л}$  – 185 млн т, по категориям  $D_1+D_2$  – 1114 млн т. В рамках реализации программы в 2003-2005 гг. предоставлено право пользования с целью геологического изучения на 101 поисковом участке. Суммарные извлекаемые ресурсы перспективных объектов категорий  $C_3+D_{1л}$  на участках на дату передачи составляли 47 млн т, прогнозные ресурсы категорий  $D_1+D_2$  – 769 млн т. Всего по итогам реализации участков программы 2003-2005 гг. открыто 25 месторождений с суммарной оценкой извлекаемых запасов нефти категорий  $C_1+C_2$  – 135 млн т. Наиболее крупные месторождения – Колтогорское, Жумажжановское, месторождение нефти имени Н.Я. Медведева.

С 2005 года основанием для предоставления права пользования недрами для проведения поисковых работ становится решение комиссии федерального органа управления государственным

фондом недр для рассмотрения заявок компаний о предоставлении права пользования участками недр. В этом же году был утвержден первый Порядок рассмотрения заявок на получение права пользования недрами для геологического изучения недр (Приказ МПР РФ № 61 от 15 марта 2005 г.).

С этого периода поисковые участки утверждаются в годовых перечнях объектов лицензирования и предлагаются компаниям для подачи заявок на получение права пользования недрами для геологического изучения. За период 2005-2022 гг. Роснедра было утверждено и предложено компаниям 709 участков, а передано в пользование 184 участка недр с суммарными извлекаемыми перспективными ресурсами нефти по категориям  $C_3(D_0)+D_{1л}(D_{л})$  – 282 млн т, прогнозными ресурсами по категориям  $D_1+D_2$  – 1193 млн т. В пределах переданных участков (2005-2022 гг.) открыто 41 месторождение с суммарными извлекаемыми запасами нефти категорий  $C_1+C_2$  – 175 млн т.

Таким образом, за период 1999-2022 гг. было передано в пользование 292 участка недр с суммарными извлекаемыми перспективными ресурсами нефти по категориям  $C_3(D_0)+D_{1л}(D_{л})$  – 750 млн т, прогнозными ресурсами по категориям  $D_1+D_2$  – 2239 млн т.

Далее представлен анализ предоставления права пользования недрами на геологическое изучение недр за счёт собственных средств на участках недр, не включённых в перечни объектов лицензирования. Лицензии на такие участки предоставляются по заявке компаний, имеющих приоритетное право на данные участки. К таким участкам отнесены участки на геологическое изучение нижележащих горизонтов и флангов разрабатываемых (разведываемых) месторождений, а также участки для единственных участников аукциона.

В 2007 году были внесены изменения в действующий порядок и приняты правила рассмотрения заявок для предоставления участка недр в целях геологического изучения нижележащих горизонтов

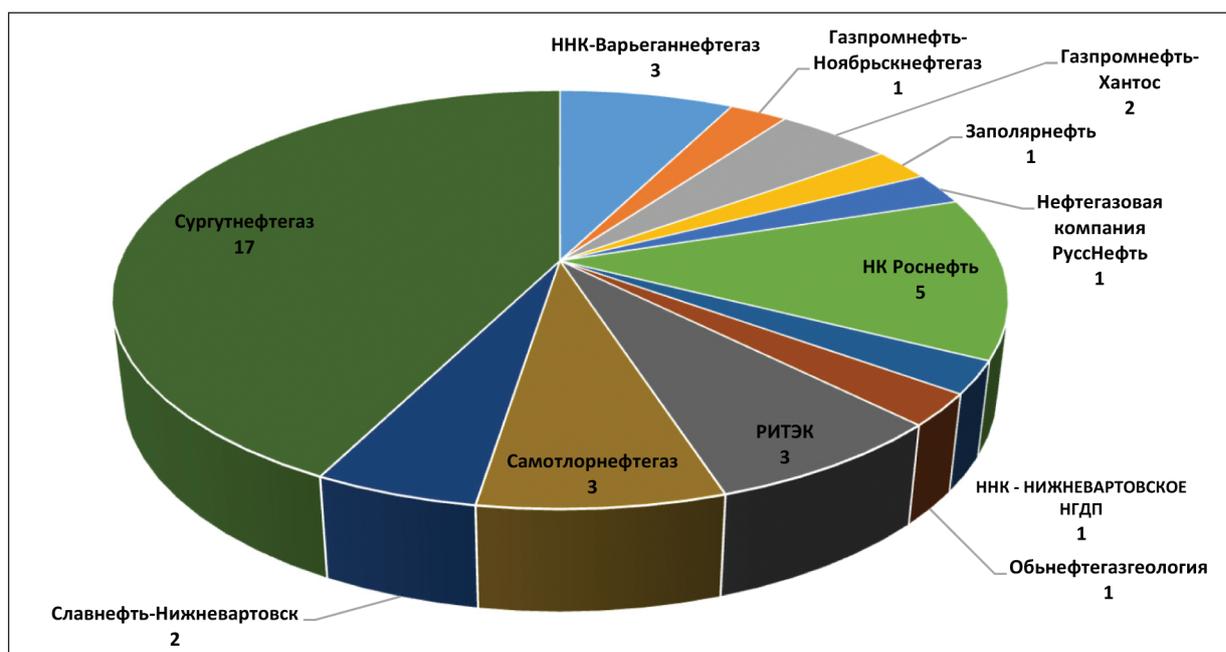


Рис. 18. Распределение количества лицензий на геологическое изучение нижележащих горизонтов по недропользователям

## ЭКОНОМИКА И ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ

разрабатываемых месторождений. В этом же году были оформлены первые 15 лицензий ОАО «Сургутнефтегаз» на геологическое изучение, поиск и оценку нижележащих горизонтов разведываемых и разрабатываемых месторождений (рис. 17).

Всего за 16 лет было оформлено 40 лицензий и по состоянию на 01.11.2023 г. в границах 10 участков недр продолжают работы по геологическому изучению нижележащих горизонтов. Геологическое изучение нижележащих горизонтов осуществляли 12 недропользователей (рис. 18), безусловным лидером среди которых является ПАО «Сургутнефтегаз».

Результатом поисковых работ ниже лицензионного ограничения является увеличение лицензионного объёма по глубине – на сегодняшний день оформлено

20 прирезок по глубине. В результате расширения границ вовлечено в лицензирование запасов категорий  $V_1C_1$  20 млн т и порядка 39 млн т – категорий  $V_2C_2$ . Суммарный разовый платёж составил 863 млн руб.

На рис. 19 представлено распределение запасов и ресурсов нефти перспективных отложений (в сумме мезозойских и доюрских) в пределах контуров участков недр с долгосрочными лицензиями ниже ограничения пользования недрами по глубине. В перспективе геологического изучения нижележащих горизонтов – по состоянию на 01.01.2022 г. извлекаемые НСР нефти отложений «ниже ограничения по глубине» составляют порядка 1.5 млрд т и будущее за лицензированием нижележащих горизонтов.

Для повышения эффективности лицензирования поисковых участков в 2011

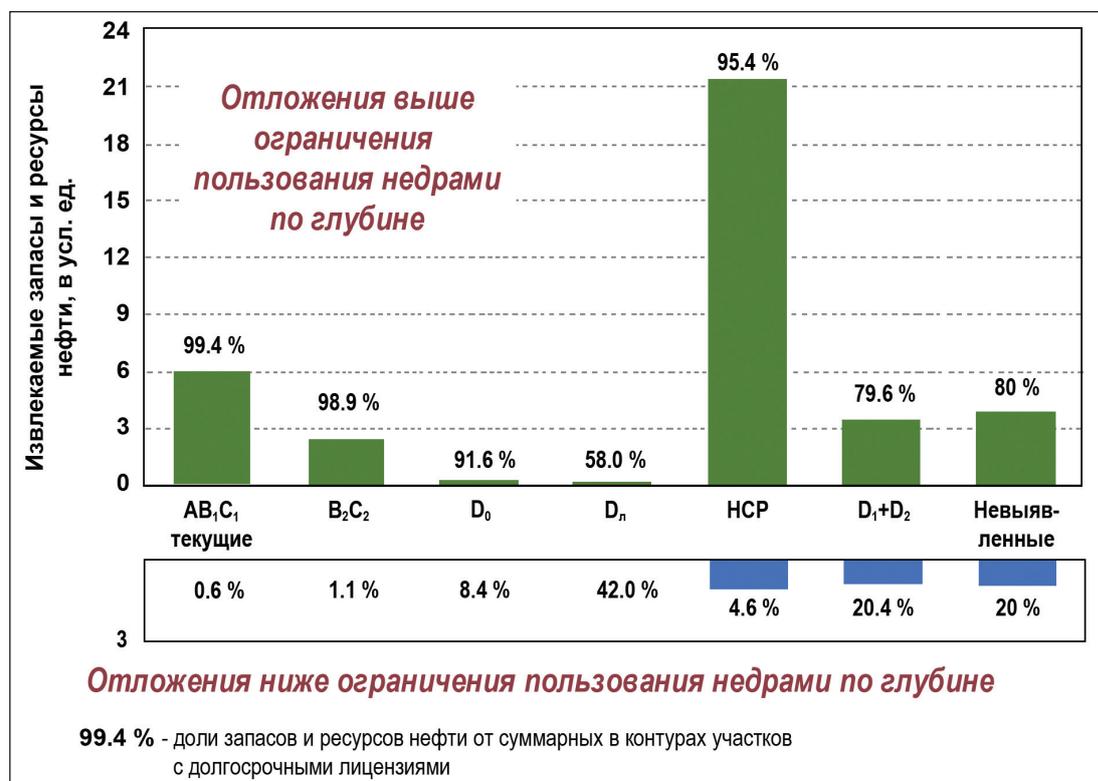


Рис. 19. Распределение запасов и ресурсов нефти перспективных отложений (в сумме мезозойских и палеозойских) в пределах контуров участков недр с долгосрочными лицензиями между отложениями выше и ниже ограничения пользования недрами по глубине по состоянию на 01.01.2022 г.

году внесением изменений в действующий порядок утверждаются правила предоставления в пользование участка недр, аукцион по которому признан несостоявшимся по причине участия одного недропользователя. Динамика количества поисковых участков представлена на рис. 17. Предоставлено в пользование на геологическое изучение за счёт собственных средств 48 участков, аукционы по которым признаны несостоявшимися. С 2022 года поисковые участки (перешедшие по результатам заявочной кампании на аукционы) с единственным участником аукциона предоставляются в пользование на геологическое изучение, разведку и добычу с установлением размера разового платежа, определённого условиями аукциона, увеличенного на «шаг аукциона».

С 2017 года новым Порядком рассмотрения заявок на получение права пользования недрами для геологического изучения недр (Приказ Минприроды России от 10.11.2016 № 583) дополнительно к существующим принимаются правила рассмотрения заявок на получение права пользования участком недр в целях геологического изучения флангов разведываемых и (или) разрабатываемых месторождений полезных ископаемых. Недропользователям предлагалось получить право пользования недрами для геологического изучения флангов разведываемых и (или) разрабатываемых месторождений полезных ископаемых на участках недр, имеющих сопредельную границу с ранее выданными лицензиями, шириной не более 20 км и площадью не более 500 км<sup>2</sup> (очень мелкие, мелкие или средние месторождения УВС) или не более 1000 км<sup>2</sup> (крупные или уникальные месторождения УВС). Срок подачи заявки на получение права пользования недрами флангов разведываемых и (или) разрабатываемых месторождений не позднее трех лет с даты государственной регистра-

ции лицензии на разведку и добычу, либо не позднее трех лет с даты утверждения заключения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых по совмещённой лицензии. При этом для недропользователей с лицензиями, выданными ранее, предлагалось в срок до 10 января 2020 года воспользоваться правом оформления лицензии на геологическое изучение флангов месторождений.

По состоянию на 01.11.2023 года правом на предоставление в пользование флангов разрабатываемых месторождений воспользовались семь компаний-недропользователей и было оформлено 10 лицензий. По результатам поисковых работ была оформлена единственная прирезка – в соответствии с контуром нефтеносности Тагринского месторождения увеличен по площади одноименный лицензионный участок. Кроме того, по результатам работ по геологическому изучению флангов месторождений уточнены контуры Кондинского месторождения и открыто Восточно-Пылинское месторождение. Участок недр, содержащий фланги Иусского и Котыльинского месторождений, по окончании срока действия лицензии передан в НРФН без проведения работ по геологическому изучению.

*Таким образом, исходя из анализа переданных в пользование флангов месторождения, большого интереса недропользователей к предложенным распорядителем недр льготным условиям для геологического изучения сопредельных к лицензионным участкам территорий в округе не наблюдается. По нашему мнению, основные причины – территориальные: практически все территории НРФН, примыкающие к районам разрабатываемых месторождений, переданы компаниям под поисковые лицензии либо сопредельные территории находятся в зоне интересов нескольких компаний.*

### Состояние и перспективы лицензирования нераспределённого фонда недр Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

Округ как субъект Федерации не имеет полномочий в сфере распоряжения фондом недр относительно углеводородного сырья, однако в целях социально-экономического развития и обеспечения стабильности региона Правительство округа заинтересовано в активном вовлечении в лицензирование запасов и ресурсов нераспределённого фонда недр, в привлечении средств компаний для проведения поисковых геологоразведочных работ на слабоизученных территориях НРФН, что способствует обеспечению воспроизводства минерально-сырьевой базы на своей территории. Далее представлен анализ ресурсной базы нераспределённого фонда недр Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

Согласно данным НАЦ РН им. В.И. Шпильмана (рис. 20), существенная часть нефтяного потенциала нераспределённого фонда недр, приходится на нелокализованные ресурсы в сумме категорий  $D_1$  и  $D_2$  (83.4 %). Кроме того, в их составе повышена доля ресурсов категории  $D_1$ . При весьма низкой выявленности НСР нефти – 4.6 %, на накопленную добычу приходится, соответственно, 0.01 % от НСР нефти объёма недр данного статуса, на текущие категории  $A$ ,  $B_1$ ,  $C_1$ ,  $B_2$  и  $C_2$ , соответственно 0.03, 0.8, 1.3, 0.5 и 2.0 %. Доли локализованных ресурсов категорий  $D_0$  и  $D_n$  от НСР нефти объёма отложений в НРФН составляют соответственно 3.7 и 8.3 %.

В нераспределённом фонде недр на балансе Уралнедра по состоянию на 01.01.2023 г. числится 202 ловушки с суммарными извлекаемыми ресурсами нефти по категории  $D_0$  – 213.35 млн т.

На 01.01.2023 г. в нераспределённом фонде недр ХМАО – Югры на балансе Уралнедра числится 119 месторождений, 61 из которых территориально целиком находится в площади нераспределённого фонда недр округа, а 58 являются трансграничными с различной пропорцией распределения запасов НРФН-РФН.

Самостоятельными объектами лицензирования являются 65 месторождений НРФН, из них по типу месторождений: нефтяных – 49, газовых – 15 и Восточно-Шебурское газонефтяное месторождение.

На балансе Уралнедра по 65 месторождениям

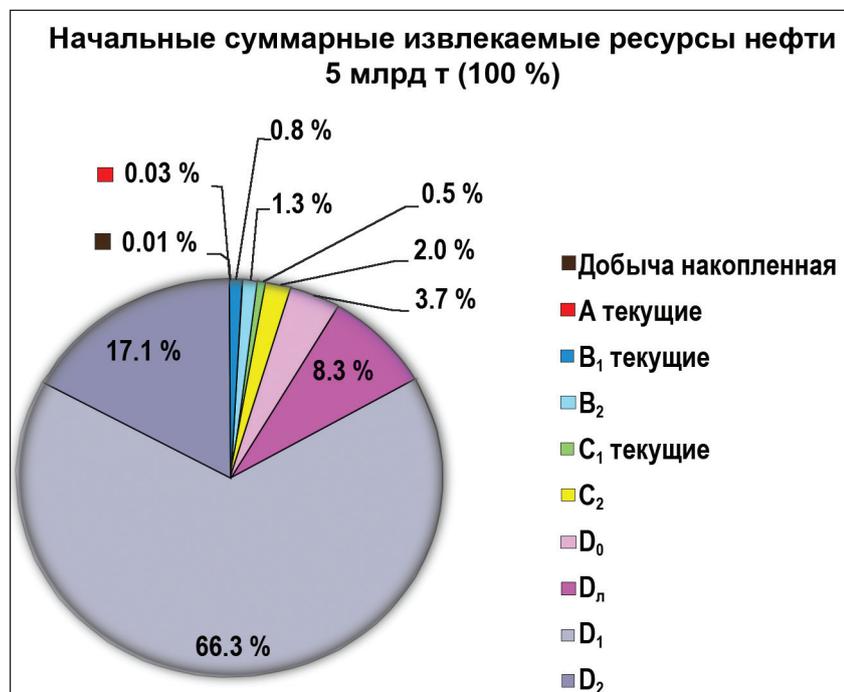


Рис. 20. Структура начальных суммарных извлекаемых ресурсов нефти территории за пределами площадей участков с долгосрочными и краткосрочными лицензиями по состоянию на 01.01.2022 г.

нераспределённого фонда недр, выступающих как самостоятельные объекты лицензирования, числятся:

– текущие извлекаемые запасы нефти категорий  $B_1C_1$  – 26.6 млн т, категорий  $B_2C_2$  – 89.5 млн т;

– текущие запасы свободного газа + запасы газа газовой шапки по категории  $C_1$  – 30.84 млрд м<sup>3</sup>, по категории  $C_2$  – 6.9 млрд м<sup>3</sup>.

По величине извлекаемых запасов 49 % (32 месторождения) отнесены к категории очень мелких месторождений (менее 1 млн т). К мелким (от 1 до 5 млн т) отнесены 23 месторождения (35 %) и к средним (от 5 до 30 млн т) – 10 месторождений.

Большая часть очень мелких и мелких месторождений НРФН в разное время была предложена Правительством автономного округа для включения в программы лицензирования недр и уже не раз выставлялась на аукционы, однако месторождения не были востребованы потенциальными недропользователями. Основной причиной отсутствия интереса со стороны компаний является то, что это объекты с незначительными объёмами выявленных запасов, как правило, со сложным геологическим строением, относящиеся к категории трудноизвлекаемых и расположенные в неосвоенных районах с неразвитой инфраструктурой.

Часть месторождений, относящихся к категории средних, на сегодняшний день

не подготовлены к лицензированию – по ним необходимо провести пересмотр и уточнение запасов. Причины пересмотра:

1. Контур частично в пределах лицензионных участков распределённого фонда недр, но запасы числятся в нераспределённом фонде недр (Нежданное, Южно-Хулымское, Западно-Яганокуртское, Каремпостское, Поснокортское, Северо-Чупальское месторождения).

2. Ошибка при постановке запасов углеводородного сырья на Государственный баланс полезных ископаемых – частично не учтены запасы  $C_2$  части залежи Ю<sub>2-9</sub> Онтохского месторождения (1990 год) и пересечение контуров залежей Ю<sub>2</sub> Южно-Амнинского и Бобровского месторождений (2007 год).

3. Месторождения были переданы в пользование, проведены геологоразведочные работы, по результатам которых выявлена неподтверждаемость запасов месторождений. В дальнейшем, в связи с отказом недропользователя, право пользования недрами было досрочно прекращено без пересмотра запасов (Змановское (2009-2017), Ставропольское (1997-2006), Супринское (2000-2008)).

*Для подготовки месторождений НРФН к лицензированию необходимо инициировать пересмотр геологической модели вышеперечисленных месторождений и, соответственно, корректировку запасов УВС.*

## К 30-ЛЕТИЮ НАЦ РН ИМ. В.И. ШПИЛЬМАНА

Середина XX – го века...  
Время невероятных побед!  
И уверенности – «Для человека  
Ничего невозможного нет!»

В космос – первыми на планете!  
Покорялись нам льды, и моря...  
И огромные залежи нефти  
Были найдены в этих краях!

Изыскания Науки Российской,  
Несмотря на экстрим и морозы,  
Подтвердит округ Ханты-Мансийский,  
И её оправдает прогнозы!

Риск, энтузиазм, одержимость!  
Но на фоне побед и удач  
Появилась необходимость  
Постановки серьёзных задач.

Здесь, в краю «Берендеева царства»,  
Чтоб решать всех задач полный спектр  
В пользу Округа и государства,  
Был основан Научный наш Центр.

И был точный расчёт обязателен,  
Чтобы цели заветной достичь.  
А для Центра «Отцом – основателем»  
Станет Шпильман Владимир Ильич.

Много значимых, ярких событий  
В биографии славной его –  
Достижений, находок, открытий –  
Да и не перечислить всего!

Что такое для нас 30 лет? –  
Возраст юности и вдохновения!  
И заслуженный авторитет!  
И нефтяников уважение!

Пусть и дальше весь наш коллектив  
Совершенствует опыт и знания!  
Центру – новых больших перспектив!  
Долголетия и процветания!

*Л.А. Чернобровкина, 2023 г.*

## К 30-ЛЕТИЮ НАЦ РН

Кузьменков Станислав Григорьевич

Заслуженный геолог РФ, д. г.-м. наук, профессор высшей нефтяной школы Югорского государственного университета

### ВМЕСТО ВСТУПЛЕНИЯ

Говоря о «жизнеспособности» созданных государством и/или его субъектом предприятий различной организационной структуры отметим, что более 5-10 лет они, без значительных, вплоть до ликвидации, изменений, не существуют. В редких случаях их юридический статус административно сначала резко снижается и, в результате многочисленных реорганизаций, просто обнуляется, что вынуждает сотрудников принимать трудные как для себя, так и в целом для компании, решения о прекращении сотрудничества с администрацией. Таких примеров великое множество, но есть и другие.

В качестве позитивного примера можно отметить автономное учреждение «Научно-аналитический центр рационально-

го недропользования Ханты-Мансийского автономного округа – Югры», который носит имя первого директора центра Владимира Ильича Шпильмана. Он сегодня достиг 30-летнего возраста, пережив множество реорганизаций, но это ни в коей мере не повлияло на его статус как в Правительствах России и Югры, так и в научном и в производственном обществах. О том, как реорганизации проходили и к каким последствиям они привели написано много, а мне бы хотелось рассказать о первых, малоизвестных большой аудитории, да и самим работникам центра, шагах работы центра в Ханты-Мансийске, свидетелем которых я был не в качестве наблюдателя, а непосредственным участником в качестве вице-директора центра.

### КАК ВСЕ НАЧИНАЛОСЬ

В августе 2018 года 4-й выпуск межотраслевого научно-технического журнала «НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ XXI век» был полностью посвящён 25-летию АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана», в котором была показана значительная роль центра для нефтегазового комплекса не только Югры, но и России, и мира в целом. В этом выпуске многими, в том числе и мною, было отмечено, что Югра в том, далеком 1993 году, когда страна испытывала огромные политические и экономические трудности, выступила с предложениями о структурных преобразованиях недропользования основного нефтедобывающего района страны путем создания научно-аналитического

центра. Многими эти предложения были восприняты с непониманием – геология и нефтянка разваливается, добыча нефти катастрофически снижается, а Администрация ХМАО создает **НОВУЮ** структуру, которая будет финансироваться за счёт средств бюджета округа?

Но это решение было поддержано депутатским корпусом Югры и директором центра назначен В.И. Шпильман, человек с мировым именем в научном геологическом сообществе, а высококвалифицированных безработных (**именно так и было по всей стране**) специалистов геологов, геофизиков, нефтяников-разработчиков, геодезистов, экологов в Тюменской области в

## К ЮБИЛЕЮ ЦРН

целом было **«оочень»** много. Нужна была прозорливость и смелость руководства округа, да и директора, чтобы принять такое административное решение. И оно было принято!

Для меня, в ту пору главного геолога одного из крупнейших в мире геофизических компаний ПГО «Хантымансийскгеофизика», предложение возглавить подразделение в Ханты-Мансийске, было достаточно неожиданным, хотя о создании центра я был в курсе задолго до его официального оформления.

С куратором центра В.И. Карасевым, директором Департамента недропользования Н.И. Змановским и В.И. Шпильманом мы сразу определились, что в Тюмени будет сформирован научный блок, в Ханты-Мансийске преимущественно лаборатории сбора, обработки и интерпретации геолого-геофизических данных, включая керновый материал, который следовало «спасать» от полной его потери. Это же необходимо было сделать и данными полевой и скважинной ГИС, ВСП, геофизики. Для этого было необходимо создать группы и/или лаборатории в Когалыме, Мегионе, Сургуте, Нижневартовске, Нягани, Урае и Горноправдинске, где находился первичный геологический и геофизический материал.

Становление Центра в Ханты-Мансийске проходило трудно. Не было помещения, автотранспорта, специалистов.

Первое помещение для Центра выделил генеральный директор ПГО «Хантымансийскгеофизика» Иса Султанович Муртаев на четвёртом этаже предприятия. Это была небольшая комнатка, в которую мне разрешили из моего кабинета главного геолога на третьем этаже

взять несколько стульев, стол и мой же компьютер. В дальнейшем, примерно в течение года, после успешных переговоров с И.С. Муртаевым и генеральным директором ПГО «Хантымансийскгеология» Владимиром Дмитриевичем Токаревым Центру в Ханты-Мансийске были выделены достаточно значительные площади – отдельное крыло в детском саду «Чебурашка» и две квартиры по улице Гагарина 51, которые долгое время являлись основными помещениями Центра. В перспективе ожидалось строительство здания Системы Управления Ресурсами и жилищного комплекса на улице Дунина-Гаркавича для кадров, в том числе и для приглашенных из других регионов.

Не могу повторно не отметить большую роль в предоставлении помещений, в том числе и жилых, И.С. Муртаева и В.Д. Токарева, которые в дальнейшем (безвозмездно!!!) поручили своим службам передать значительный объём первичной геолого-геофизической информации,



Норвегия. Май 1995. В.И. Шпильман, Н.Я. Медведев, В.И. Карасёв, С.Г. Кузьменков, В.М. Яковлев с коллегами

включая керновый материал и оборудование для их обработки и интерпретации.

С кадрами вопрос решался успешнее. Во всех производственных организациях Югры началась не только производственная, но и кадровая «оптимизация». В первую очередь в Ханты-Мансийске была создана бухгалтерия, поскольку без финансирования нельзя приступать к формированию коллектива. Первым, и пока единственным, главным бухгалтером была назначена Лазарь Лариса Александровна, кадрами долгое время руководила Змановская Надежда Константиновна, водителем принят Куклин Михаил Антонович.

После получения в пользование производственных помещений началось формирование структурных подразделений в соответствии со штатным расписанием. К этому времени был согласован прием/перевод из других компаний сотрудников, необходимых для выполнения госзадания.

Прием на работу всегда согласовывался с директором, хотя он практически во всем мне доверял. В короткие сроки были созданы лаборатории\* геологоразведочных работ, регистрации геолого-геофизических работ, регистрации нефтегазодобывающих работ и формирования БД по эксплуатационным скважинам, переобработки и интерпретации геолого-геофизических данных, ГИС, мониторинга природных ресурсов, информационных технологий (\* названия лабораторий по состоянию на 2010 год). Численность коллектива центра в Ханты-Мансийске составила более 50 человек.

Оборудование приобреталось, в основном, в Тюмени и поставлялось в Ханты-Мансийск регулярно, но приоритеты отдавались конечно Тюмени. Выручали, по мере возможности, наши коллеги в Югре – геофизики и геологи.

Несколько слов хочется сказать о работе по сбору первичной геолого-геофизической информации, которая находилась в экспедициях бывшей Главтюменьгеологии. По согласованию с В.И. Шпильманом, а иногда и при личном его участии, в Нижневартовске, Когалыме, Мегионе, Новооганске, Горноправдинске и Ханты-Мансийске были созданы рабочие группы по сбору, копированию, оцифровке как актуальной, так и исторической геолого-геофизической информации. Особое внимание уделялось сбору кернового материала, который в то время не считался геологической информацией. Этими группами, совместно со штатными сотрудниками Центра, был собран огромный и, если сегодня оценить его значимость, бесценный геологический материал.

В 2002 году по ряду объективных и субъективных причин я покинул ряды созданного коллектива Центра в Ханты-Мансийске, но и по истечении почти 20-летнего срока дружеские, научные и производственные связи с коллегами не теряю, являясь членом наблюдательного совета по АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» при Депнедра Югры.

*В заключении хочу поздравить весь коллектив центра с Юбилейной датой – 30-летием и пожелать производственных успехов, новых научных открытий, оптимизма и, самое главное – здоровья и мира Вам и Вашим семьям.*

*С уважением,  
Заслуженный геолог РФ, д. г.-м. наук,  
профессор высшей нефтяной школы Югорского государственного университета,  
Кузьменков С.Г.*

