



УДК 553.041

РЕАЛИЗАЦИЯ КОНЦЕПЦИИ ПОИСКОВЫХ ЗОН НА ПРИМЕРЕ ЮГАНСКО-КОЛТОГОРСКОЙ ЗОНЫ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

А.В.Шпильман, В.А.Волков (АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И.Шпильмана»)

При разработке «Энергетической стратегии Ханты-Мансийского автономного округа-Югры до 2030 г.» принята идея выделения поисковых зон, расширяющая устоявшиеся представления об этапности и стадийности геолого-разведочных работ на нефть и газ. Принцип поддержан руководством ФАН Роснедра. В результате выделено 29 районов концентрации геолого-разведочных работ в России, 5 из которых определены как первоочередные. Одной из таких поисковых зон явилась объединенная Юганско-Колтогорская зона.

В статье описаны принципы и критерии выделения поисковых зон, организационные подходы и полученные результаты проведения комплексных геолого-геофизических работ по изучению глубинного строения, оценки перспектив нефтегазоносности и технико-экономического обоснования освоения недр Юганско-Колтогорской зоны.

Разработаны 3D-модель геологического строения, программа геолого-разведочных работ, программа лицензирования, программа обустройства и, как результат, программа комплексного освоения Юганско-Колтогорской поисковой зоны, предполагающая увеличение добычи нефти в 2 раза (до 41 млн т) к 2027 г.

Ключевые слова: поисковые зоны; региональные сейсморазведочные работы 2D; Юганская мегавпадина; Колтогорский, Толькинский мегапрогибы; Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция; прогноз добычи; оценка ресурсов; программы лицензирования и геолого-разведочных работ; комплексная программа освоения.

Идея выделения перспективных районов нефтегазоносных провинций как «поисковых зон» впервые использована при разработке «Энергетической стратегии Ханты-Мансийского автономного округа-Югры в 2008 г.» [1]. Понятие «поисковые зоны» не соответствует классическим представлениям об этапности и стадийности геолого-разведочных работ на нефть и газ. В классической стадийности работ предполагается их следующая последовательность: после окончания регионального этапа начинается поисковый этап, после него — разведочный, что абсолютно логично с позиций последовательного изучения месторождений [2]. Но как определить этап или стадию геологического изучения, если речь идет о крупной по размерам территории нефтегазоносной области, совокупности нефтегазоносных районов? Как для таких масштабных территорий определить стадию освоения (например, этап геолого-разведочных работ в освоении Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции)? На этот вопрос нет корректного ответа: в одних районах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на стадии завершения разведочный этап (например, в Шаимском нефтегазоносном районе), а в других (например, в Приуральской нефтегазоносной области) — еще не под-

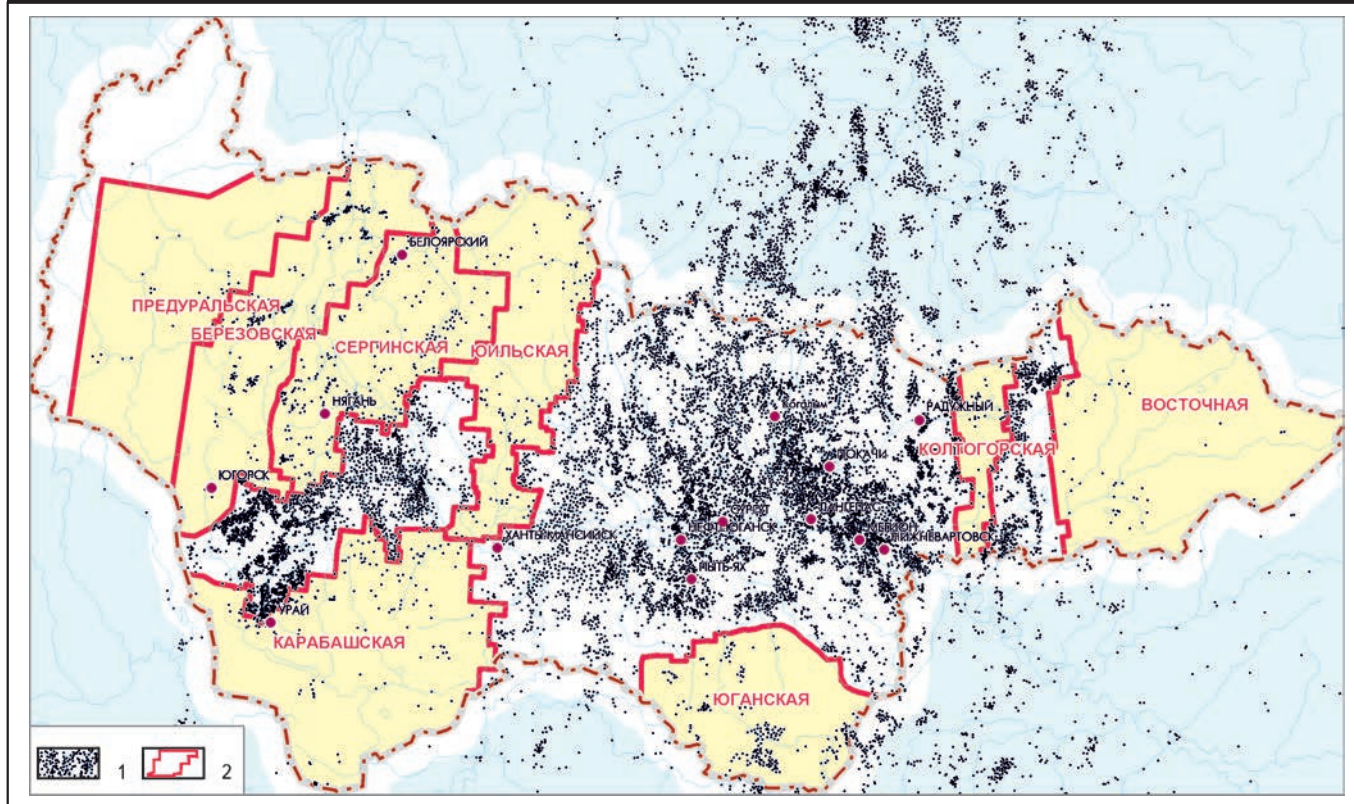
тверждена нефтеносность и продолжается этап регионального геологического изучения. Такая неравномерность геологической изученности в пределах одной нефтегазоносной провинции и определила необходимость выделения «поисковых зон». При разработке «Энергетической стратегии Ханты-Мансийского автономного округа-Югры в 2008 г.» выделено восемь таких поисковых зон: Предуральская, Березовская, Сергинская, Карабашская, Юильская, Юганская, Колтогорская, Восточная.

Выделение поисковых зон оказалось очень полезным для понимания их приоритетности, очередности и оценки эффективности их освоения.

Причин выделения поисковых зон несколько:

- значительная неравномерность геолого-геофизической изученности территории;
- необходимость решения комплексного развития нефтегазовой отрасли на крупных территориях — от геологоразведки до создания инфраструктуры нефтяной и газовой отрасли;
- необходимость разработки программ геолого-разведочных работ, лицензирования, развития инфраструктуры, не противоречащих, а взаимосогласованных и дополняющих друг друга.

Рис. 1. ПОИСКОВЫЕ ЗОНЫ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА-ЮГРЫ НА КАРТЕ ИЗУЧЕННОСТИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫМ БУРЕНИЕМ



1 – поисково-разведочные скважины; 2 – поисковые зоны

Главным принципом выделения границ поисковых зон явился принцип выбора территорий с низкой степенью геолого-геофизической изученности, а следовательно, и низкой степенью выявленности ресурсов нефти и газа. В качестве одного из главных критериев при определении степени изученности была принята плотность поисково-разведочного бурения. В наиболее освоенных из таких районов – Сергинском и Юганском – изученность поисково-разведочным бурением составила 0,11 тыс. км² на 1 скважину (на практике чаще применяется величина, измеряемая в метрах бурения на 1 км², но, на взгляд авторов статьи, она отражает во многом глубину залегания отложений, а не степень их изученности по площади).

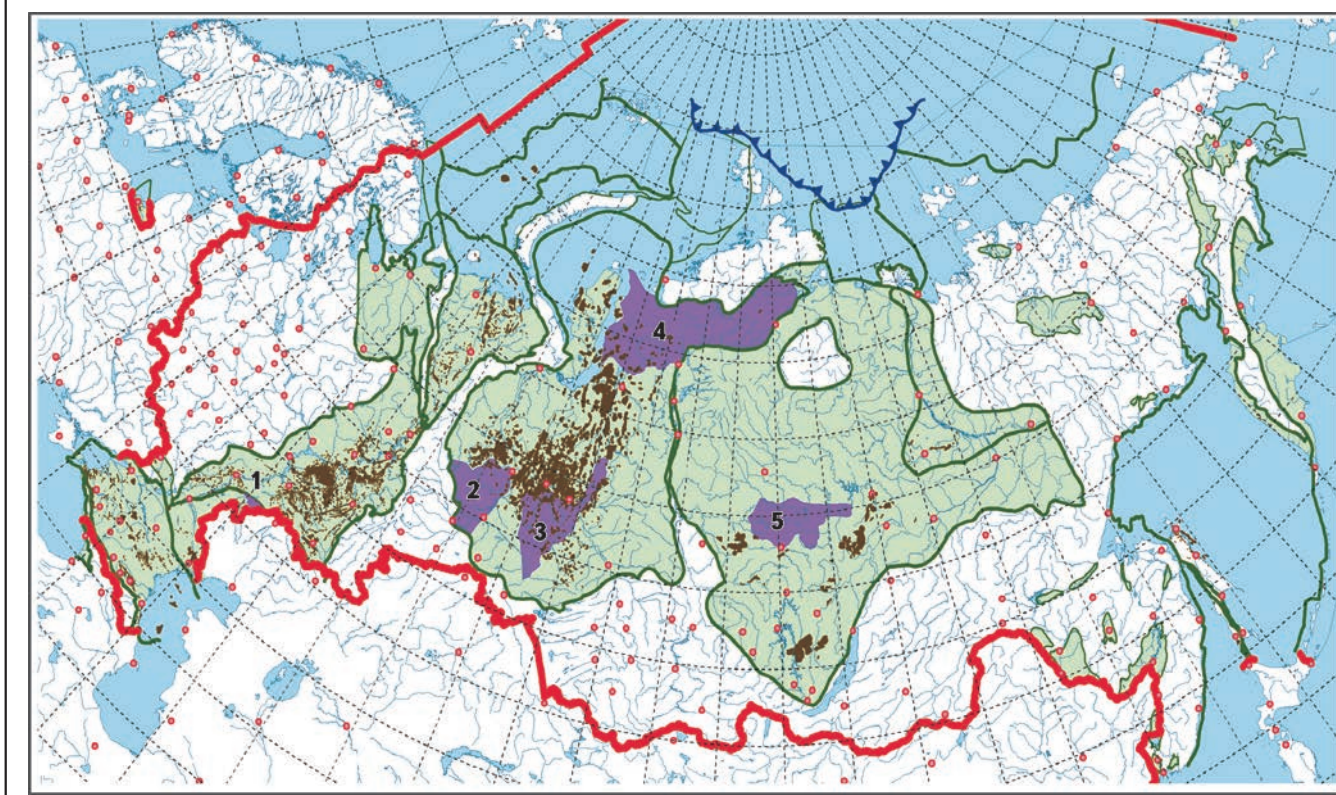
Необходимо учитывать факт неравномерного изучения горизонтов по глубине. Для доюрских отложений можно отметить крайне низкую изученность по всей территории, кроме отдельных районов Краснелинской нефтегазоносной области и Шаимского нефтегазоносного района. При рассмотрении изученности осадочного мезо-кайнозойского чехла в целом во внимание принимались все поисково-разведочные скважины. Даже визуально на карте буровой изученности отчётливо выделяются поисковые зоны (рис. 1).

Второй фактор, который учитывается при определении границ поисковых зон, – наличие открытых месторождений и лицензий. Если территория сплошь занята лицензионными участками и открытыми месторождениями, нет смысла включения ее в поисковую зону. Тем не менее нужно отметить, что внутри поисковой зоны могут присутствовать отдельные открытые месторождения и быть выданы лицензии не только на поиск, но и добычу УВ. Главное – это сохранение принципа малой изученности в целом и относительно невысокой (< 30 %) выявленности ресурсной базы.

Очевидно, что термины “поисковые зоны” и “зоны нефтегазонакопления” совершенно различны, несмотря на некоторую созвучность. В первом случае главный фактор – это геологическая изученность, а во втором – общие геологические закономерности образования залежей нефти и газа.

В 2012 г. руководство Федерального агентства по недропользованию (ФАН Роснедра) поддержало такой подход выделения поисковых зон для определения районов концентрации геолого-разведочных работ в России. Головной институт Роснедр ФГБУ «ВНИГНИ» определил 29 поисковых зон в разных нефтегазоносных провинциях России. Позднее 5 из них ФАН Рос-

Рис. 2. ПЕРВООЧЕРЕДНЫЕ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЗОНЫ РОССИИ, ПРИНЯТЫЕ ФАН РОСНЕДРА



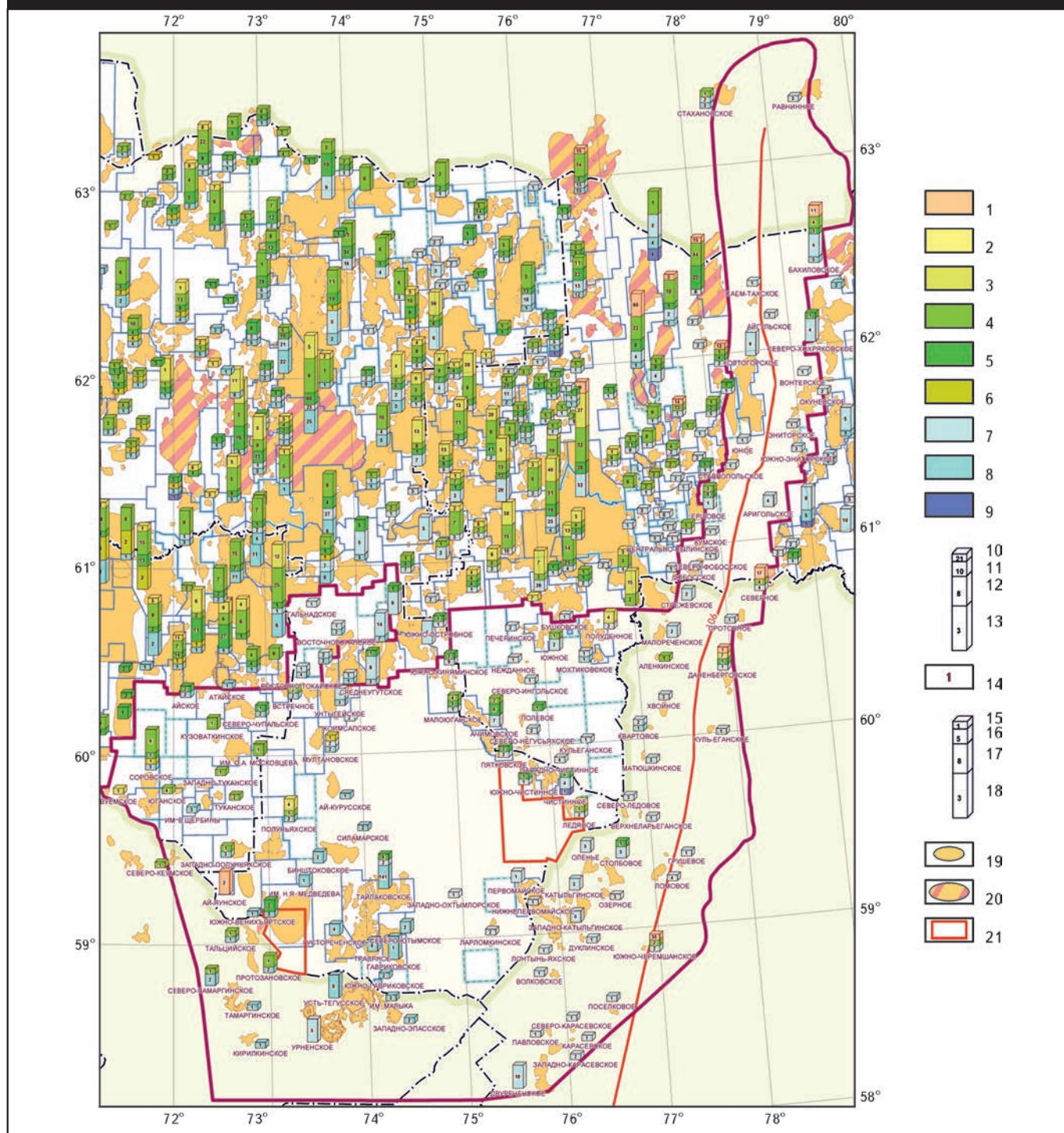
1 – Озинско-Алтайнская, 2 – Карабашская, 3 – Юганско-Колтогорская, 4 – Гыданско-Хатангская, 5 – Аргишко-Чунская

недра признало первоочередными: Озинско-Алтайскую, Карабашскую, Юганско-Колтогорскую, Гыданско-Хатангскую, Аргишко-Чунскую (рис. 2).

По этим первоочередным зонам определены необходимые объемы геолого-разведочных и тематических работ для их комплексного изучения. Зоны, первоначально предложенные на территории Ханты-Мансийского автономного округа-Югры, были географически расширены на основании геологических критериев без учета административных границ. Генеральным подрядчиком по государственному контракту на проведение работ «Комплексные геолого-геофизические работы по изучению глубинного строения, оценке перспектив нефтегазоносности и технико-экономическому обоснованию освоения недр Юганско-Колтогорской зоны» по результатам конкурса, проведенного Уралнедра в 2012 г., выбран АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И.Шпильмана». Первые тематические работы по заказу Уралнедр выполнены АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И.Шпильмана» по Карабашской поисковой зоне в 2012-2014 гг., а в 2015 г. завершены работы по объединенной Юганско-Колтогорской зоне (рис. 3).

И Юганская и Колтогорская поисковые зоны характеризуются специфическими чертами геологического строения и нефтеносности. Они расположены в крупных депрессионных зонах, окруженных положительными структурами I порядка: сводами и мегавалами, отличаются повышенной мощностью осадочного чехла, в обеих происходит смена типа юрско-мелового разреза. В Юганской мегавпадине сургутский тип разреза сменяется вартовским, в Колтогорском и Толькинском мегапрогибах вартовский тип сменяется александровским. В обеих зонах сильно сокращается (в сравнении со Среднеобской нефтегазоносной областью) стратиграфический диапазон нефтегазоносности. В Юганской зоне примерно по линии Полуныяжское месторождение – Тайлаковское месторождение региональная нефтеносность тюменской свиты сменяется региональной нефтеносностью васюганской свиты. Продуктивность неокома доказана не повсеместно – только в западной части зоны и на Киньяминском валу, нефтеносность нижней юры – только на Чистинном месторождении. Для Колтогорской зоны характерна преимущественная нефтеносность васюганских отложений и отдельные залежи в неокоме, появились также признаки естественной продуктивности баженовской свиты.

Рис. 3. КАРТА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ С НАНЕСЕНИЕМ ВЫПОЛНЕННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В РАМКАХ ИЗУЧЕНИЯ ЮГАНСКО-КОЛТОГОРСКОЙ ЗОНЫ



Нефтегазоносные комплексы: 1 – сеноманский, 2 – апский, 3 – несложненный неокомский, 4 – неокомский шельфовый, 5 – неокомский ачимовский, 6 – баженовско-абалакский, 7 – васюганский, 8 – среднеюрский, 9 – нижнеюрский; класс по крупности начальных извлекаемых запасов нефти категорий A + B + C₁ + C₂ в сумме всех залежей нефтегазоносных комплексов, млн т: 10 – мелкие (<10), 11 – средние (10-30), 12 – крупные (30-300), 13 – уникальные (> 300); 14 – число залежей в нефтегазоносном комплексе (цифры); класс крупности начальных извлекаемых запасов свободного газа категорий A + B + C₁ + C₂ в сумме всех залежей нефтегазоносных комплексов*, млрд м³: 15 – мелкие (< 10), 16 – средние (10-30), 17 – крупные (30-500), 18 – уникальные (> 500); месторождения: 19 – нефтяные, 20 – нефтегазовые и нефтегазоконденсатные; 21 – сейсморазведочные работы, выполненные в рамках проекта по изучению Юганско-Колтогорской зоны; *для газовых и газоконденсатных месторождений

Нефтеносность среднеюрских отложений начинает вновь появляться только на Александровском мегавалу. Наличие залежей в осевой части прогибов пока доказано единичными открытиями.

В результате реализации проекта выполнено несколько принципиальных работ:

- изучено глубинное геологическое строение Колтогорско-Толькинской шовной зоны по региональному сейсмическому профилю 106, полевые работы по которому проведены в объеме 601 км с кратностью 200 и длиной записи 16 с;

- изучено геологическое строение Юганского и Западно-Тайлаковского блоков. Полевые сейсморазведочные работы МОВ ОГТ 2D по этим блокам выполнены в объемах 1443 и 651 км соответственно с кратностью 60 и длиной записи 8 с. Выполнено картирование выявленных и подготовленных к опосредованному поиску объектов: неструктурных и структурных ловушек, перспективных на поиски залежей УВ;

- созданы 2D и 3D геолого-геофизические цифровые модели нефтяных систем и уточнены оценки перспектив нефтегазосности Юганско-Колтогорской зоны;

- разработаны программы лицензирования и программы геолого-разведочных работ, в том числе произведен выбор приоритетных направлений геолого-разведочных работ для подготовки промышленных запасов;

- разработаны варианты генеральной схемы производственной инфраструктуры общего назначения и обустройства каждого месторождения с расчетом капитальных затрат на освоение. Обоснована очередность ввода месторождений в эксплуатацию с учетом рентабельности освоения недр.

Для выполнения такой разноплановой работы, требующей проведения полевых сейсморазведочных работ, специальных сейсмических, петрофизических, литологических, палеонтологических, геохимических исследований, были привлечены коллективы специалистов, обладающие наибольшими знаниями и опытом работы в соответствующих областях. Субподрядчиками выступило 10 научных и производственных организаций: ОАО «ТомскНИПИнефть» выполнило геохимические исследования рассеянного ОВ в керне, наличие в разрезе нефтематеринских отложений, определение их генерационного потенциала и степени зрелости, ООО «Бейсип-ГеоТехнологии» – работы по бассейновому моделированию, ООО Концерн «Недра» – работы по построению геологической карты доюрского основания и оценке перспектив доюрского основания, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН – работы по изучению геохимических характеристик пластовых вод и растворенного газа, ФГУ НПП «Геологоразведка» – литолого-петрографические исследования, изучение вторичных процессов, фациальный

анализ, комплексные седиментологические, биостратиграфические, палеобиофациальные и фациально-палеогеографические исследования, ЗапСибИПГНГ ТюмНГНУ – работы по систематизации данных по геохимической характеристике рассеянного ОВ горных пород, нефтей, газов и конденсатов по Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, ООО «ИПНЭ» – работы по корреляции разрезов скважин, филиал ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка» – «Сибнефтегеофизика» – сейсморазведочные работы МОВ ОГТ на региональном профиле 106, ООО «ГеоПрайм» – сейсморазведочные работы методом ОГТ 2D на Западно-Тайлаковском блоке (650 км) и филиал ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка» – «Тюменнефтегеофизика» – сейсморазведочные работы методом ОГТ 2D на Юганском (1443 км) блоке.

Результаты работ, выполненных с/п 05/13-14 ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка» в объеме 650 км (полнократных) на Западно-Тайлаковском блоке (рис. 4), подтвердили представления авторов статьи, послужившие обоснованием постановки сейсморазведочных работ, о продолжении Демьянского мегавала на территорию блока. Его северо-западная периклиналь действительно занимает большую часть блока, осложняясь довольно крупной Западно-Густореченской структурой и ее мелкими спутниками. На эту приподнятую зону должна распространяться нефтеносность среднеюрских отложений соседней, Тайлаковской, группы структур.

Рис. 4. ОБЗОРНАЯ СХЕМА РАБОТ с/п 05/13-14 ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка» В ПРЕДЕЛАХ ЗАПАДНО-ТАЙЛАКОВСКОГО БЛОКА

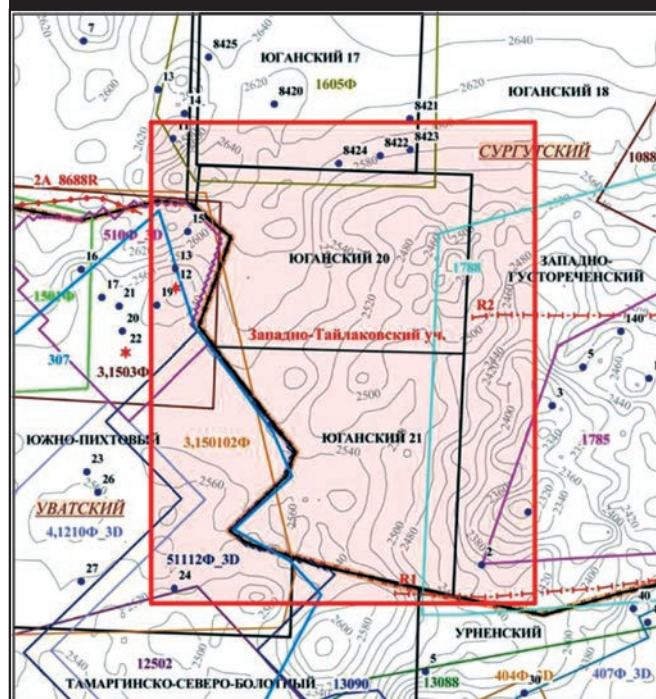


Рис. 5. ГРАНИЦЫ ЮГАНСКОГО БЛОКА НА ФРАГМЕНТЕ ТЕКТОНИЧЕСКОЙ КАРТЫ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ (под ред. Шпильмана В.И. и др., 1998)

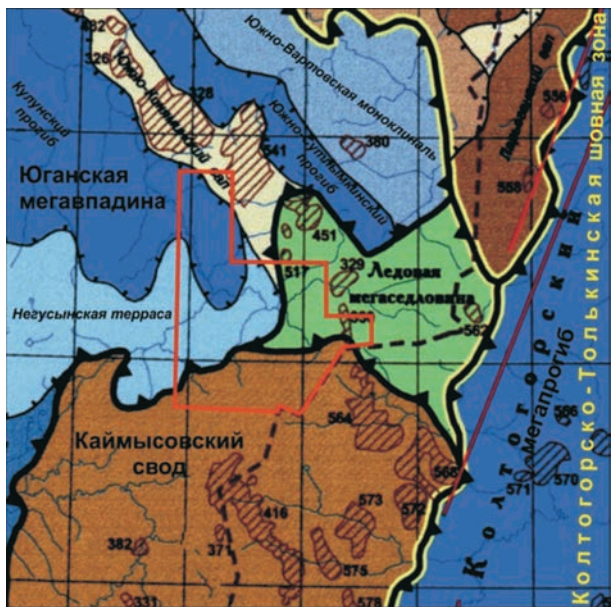
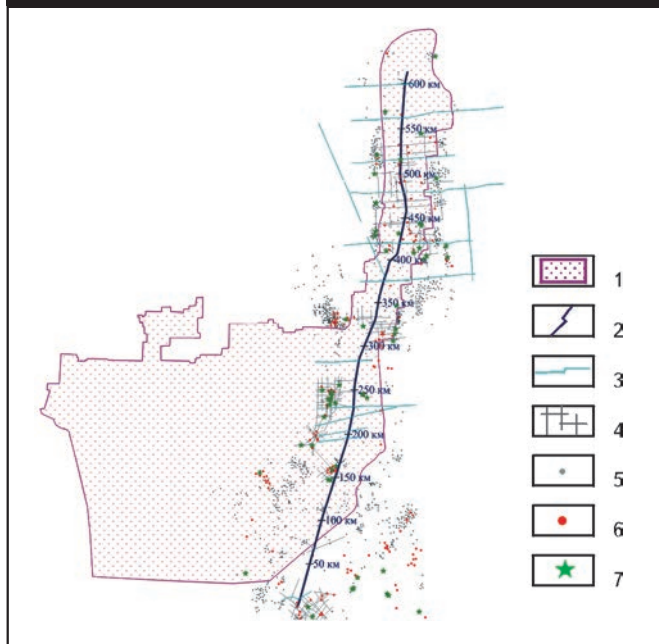


Рис. 6. СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ ПО РЕГИОНАЛЬНОМУ ПРОФИЛЮ 106, ВЫПОЛНЕННОМУ с/п 02/14-15 ОАО «Сибнефтегеофизика»



1 – граница Юганско-Колтогорской зоны; региональные профили: 2 – отчетный 106, 3 – использованные в интерпретации, 4 – сейсморазведочные 2D; скважины: 5 – вдоль регионального профиля 106 в зоне Колтогорско-Толькинской шовной зоны, 6 – глубины, участвующие в интерпретации, 7 – с данными СК/ВСП

Помимо ожидаемых залежей в пластах Ю₃-Ю₄ тюменской свиты, работами с/п 05/13-14 выявлены перспективные объекты в нижней юре, ачимовке, пласте БС₈. С учетом этих результатов обоснованность месторождения им. Н.Я.Медведева, нарисованного буквально «ни на чем» (контур нефтеносности распространен на 30 км от скважины с притоком 3 м³/сут из тюменских отложений), сама вероятность его существования значительно повышается.

Юганский блок (рис. 5). В центральной части Юганской мегавпадины располагается государственный Юганский заповедник. Его большие размеры препятствуют пониманию геологического строения и нефтеносности территории, особенно клиноформной части разреза. С запада от заповедника уже открыты Мултановское, Ай-Курусское, Бинштоковское месторождения, с востока и севера имеются погруженные участки с неустановленной нефтеносностью. Сейсморазведочные работы на Юганском блоке выполнены с плотностью 0,8 км/км² на территории к востоку от заповедника для выявления возможных структурных и структурно-литологических ловушек. Работами с/п 20/13-14 ОАО «Хантымансийскгеофизика» и с/п 03/14-15 филиала ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка» – «Тюменнефтегеофизика» отработано 1443 км профилей с кратностью не менее 42. По их результатам перспективные объекты выявлены в верхнеюрских (региональное выклинивание линзы пласта Ю₂², группа небольших структурных ловушек в пласте Ю₁¹ и ачимовских (клиноформы БВ₁₀) отложениях. Менее перспективные объекты выявлены в нижней (Ю₁₀) и средней (Ю₂) юре.

Региональный профиль 106 отработан с/п 02/14-15 ОАО «Сибнефтегеофизика» примерно вдоль осевой линии Колтогорского и Толькинского мегапрогибов с кратностью более 200 и временем регистрации 16 с (рис. 6). Это позволило получить акустическое изображение земной коры вплоть до поверхности Мохоровичича и проследить в доюрской части разреза отражающие границы, условно отождествляемые с кровлей палеозойского (П₃), нижнепалеозойского (П₂), протерозойского (дорифейского, П₁) сейсмокомплексов, а также границы Конрада и Мохоровичича. Наряду с моделью глубинного строения земной коры по 106-му региональному профилю получен сейсмический разрез осадочно-чехла с высоким разрешением, в котором прослежено 15 отражающих горизонтов (рис. 7). Этот разрез сыграл очень важную роль в формировании структурной модели юрско-меловых отложений, поскольку позволил уверенно увязать материалы сейсмических партий на склонах Нижневартовского свода и Александровского мегавала, уточнить строение седловин, разделяющих впадины в Колтогорском и Толькинском мегапрогибах. В частности, подтверждено наличие в ранней юре места в Стрежневской седловине, через которое

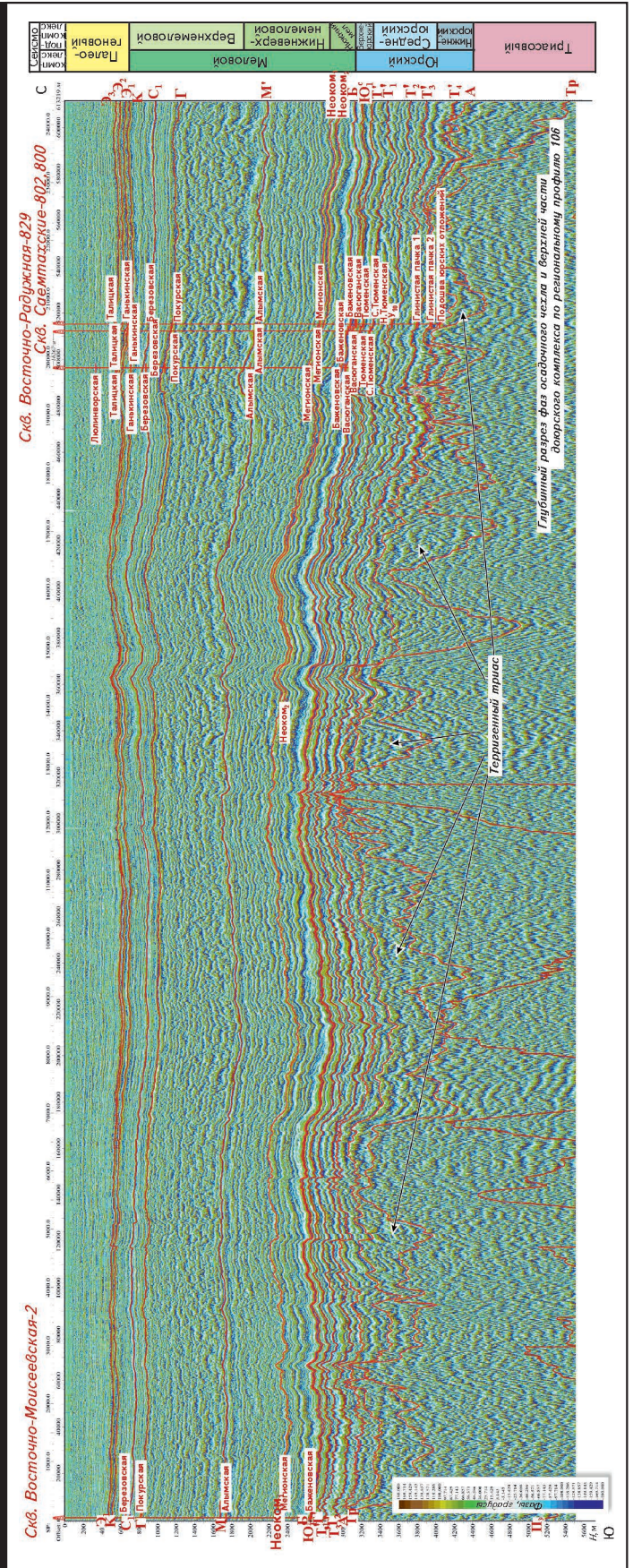
морские воды поступали в южную часть мегапрогиба вплоть до Нюрольской мегавпадины.

Выполнен большой объем тематических и аналитических исследований, в том числе: анализ результатов геолого-разведочных работ и достоверности запасов выявленных залежей; сиквенс-стратиграфический анализ разрезов скважин и временных разрезов; переинтерпретация ~70 тыс. км сейсмических материалов 2D, 10 кубов 3D и данных бурения 1300 скважин; макрописание 4000 м керна, литолого-седиментологические колонки 101 скважины, формирование седиментационных моделей для отложений юры и мела; переинтерпретация материалов ГИС 800 скважин; геохимические исследования керна (1000 образцов 65 скважин), нефтей и экстрактов из пород; петрографические и петрогеохимические исследования доюрского керна 40 скважин; построение геологической карты, карты нефтепроявлений и перспектив нефтеносности доюрского основания; бассейновое моделирование 1D, 2D, 3D процессов генерации, эмиграции и аккумуляции УВ.

По результатам этих исследований сформированы детальные структурно-стратиграфическая и литолого-фациальная модели строения осадочного чехла зоны, построены карты перспектив нефтеносности юрских и меловых нефтегазоносных комплексов и карта перспектив нефтеносности отложений осадочного чехла Юганско-Колтогорской зоны (рис. 8).

В нижнеюрском нефтегазоносном комплексе выделено 10 крупных зон, перспективных на поиски залежей УВ: Ледовая (Ю₁₀₋₁₁), Ларьганская (Ю₁₀₋₁₁), Стрежевская (Ю₁₀₋₁₁), Восточно-Колтогорская (Ю₁₀₋₁₁), Александровско-Толькинская (Ю₁₀₋₁₂), Тагринско-Толькинская (Ю₁₀₋₁₂) и др., в том числе первоочередные зоны и участки, перспективные на поиски залежей УВ, выделено 20 ловушек различного типа. Все ловушки оценены по категории Д_л. Суммарные геологические ресурсы составляют 68,439 млн т, извлекаемые – 20,533 млн т. В среднеюрском нефтегазоносном комплексе выделены две крупные зоны, перспективные на поиски залежей УВ – Демьянская (пласты Ю₂₋₄) и Колтогорско-Александровская (пласты Ю₂₋₉), и 13 ловушек. Группа западно-густореченских ловушек оценена по категории Д₀, остальные ловушки – по категории Д_л. Суммарные геологические ресурсы составляют 82,253 млн т, извлекаемые –

Рис. 7. ГЛУБИННЫЙ РАЗРЕЗ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА И ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ПО РЕГИОНАЛЬНОМУ ПРОФИЛЮ 106 (по материалам с/п 02/14-15 ОАО «Сибнефтегеофизика»)



16,45 млн т, в том числе по D_0 – 61,321 и 10,445 млн т соответственно.

В верхнеюрских отложениях выявлены ловушки на всей территории развития васюганской свиты, преобладающее их число расположено в Колтогорско-Толькинской шовной зоне и на Демьянском мегавале.

В неокомских отложениях выделено шесть зон, перспективных на поиски залежей УВ в отложениях: 3 – шельфовых (Толькинская, Каймысовская и Западно-Юганская) и 3 – ачимовских (Восточно-Колтогорская, Александровско-Толькинская и Демьянско-Каймысовско-Тагринская).

Общее число новых выявленных и оцененных ловушек составило 87, из которых 11 оценены по категории D_0 , остальные – по категории D_n . Суммарная оценка геологических ресурсов нефти категорий D_0+D_n 70 новых ловушек составляет 232 млн т нефти.

Оценка ресурсов УВ Юганско-Колтогорской зоны произведена по методике количественных геологических аналогий – оценен ресурсный нефтяной потенциал 5 нефтегазоносных комплексов и 11 клиноформных

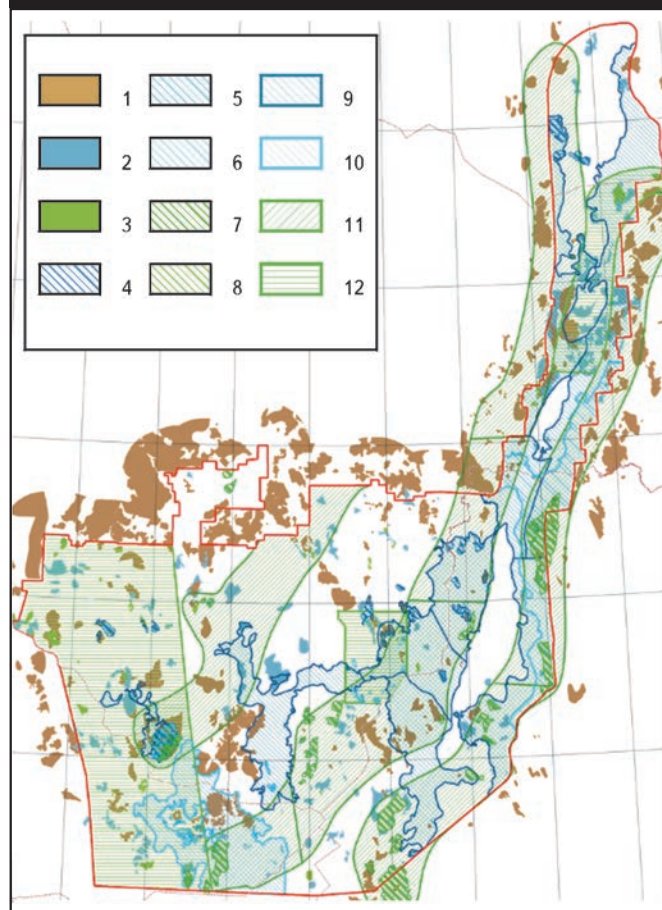
резервуаров. Уточненная оценка начальных суммарных ресурсов нефти в целом Юганско-Колтогорской зоны составила: геологические ресурсы – 13 332 млн т, извлекаемые ресурсы – 4 444 млн т.

Уточненные величины начальных суммарных ресурсов нефти для элементарных объектов оценки (85 участков), выделенных в пределах нераспределенного фонда недр поисковой зоны, явились основой для расчета ожидаемых приростов запасов, а следовательно, – экономической оценки освоения ресурсной базы нефти.

Прогноз добычи нефти выполнен по открытым месторождениям, а также по лицензионным участкам, по которым предусматриваются поисковые работы и прирост запасов (рис. 9). При прогнозе добычи нефти использовались показатели принятых по месторождениям проектных документов. Прогнозы, выполненные с использованием данных показателей, как показывает практика, не очень точны, тем не менее они часто используются при составлении прогнозов уровней добычи [3]. По месторождениям, не обеспеченным проектной документацией, а также по запасам, которые предполагается прирастить за счет поисковых работ, оценка уровней добычи нефти осуществлялась с учетом показателей работы и технологических решений объектов разработки на соседних месторождениях, близких по геолого-физическим характеристикам. Согласно выполненному прогнозу, в целом по Юганско-Колтогорской зоне предусмотрен рост добычи нефти более чем в 2 раза – с 22,1 млн т по факту на 2015 г. до 41,0 млн т к 2027 г. по прогнозу. В том числе по действующим проектным документам разрабатываемых месторождений предполагается обеспечить рост годовой добычи нефти до 29,3 млн т к 2024 г. Таким образом, вовлечение в разработку новых месторождений позволит решить задачу наращивания и стабилизации добычи по Юганско-Колтогорской зоне в среднесрочной перспективе.

На основе модели геологического строения и нефтегазоносности разработана генеральная схема промышленного освоения Юганско-Колтогорской зоны (рис. 10). Юганская мегавпадина является хорошей иллюстрацией проблем в системе недропользования страны.

Рис. 8. КАРТА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ЮГАНСКО-КОЛТОГОРСКОЙ ЗОНЫ



←
1 – месторождения УВ; перспективные ловушки, учтенные в балансе отложений: 2 – юрских, 3 – неокомских; перспективные ловушки нефтегазоносных комплексов, выявленные НАЦ РН в 2015 г.: 4 – нижнеюрского, 5 – среднеюрского, 6 – васюганского, осложненного неокомского перспективного; 7 – ачимовских отложений, 8 – шельфовых отложений; зоны, перспективные на поиск залежей УВ в нефтегазоносных комплексах: 9 – нижнеюрском, 10 – среднеюрском, осложненном неокомском перспективном; 11 – в ачимовской части, 12 – в шельфовой части

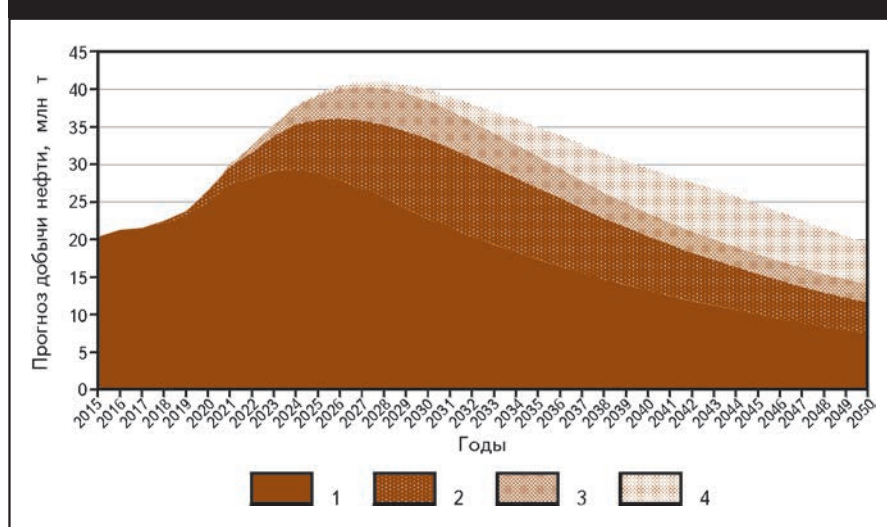
Ее территория не обустроена в инфраструктурном отношении. Тем не менее несколько лет назад две крупные нефтяные компании практически одновременно начали независимо развивать инфраструктуру: ТНК ВР построила нефтепровод Усть-Тегусское месторождение – Кальчинское месторождение протяженностью 264 км, а Славнефть-Мегионнефтегаз проложило нефтепровод длиной 248 км от Тайлаковского месторождения до Чистинного месторождения. Начальные точки этих трубопроводов расположены всего в 50 км друг от друга. Очевидно, что суммарные затраты можно было уменьшить при использовании организационных возможностей государства. В Норвегии нельзя получить лицензию без участия в трубопроводном консорциуме, а в РФ нефтяные районы могут осваиваться без общего плана развития системообразующих элементов инфраструктуры.

Для преодоления этой негативной тенденции сформулирована основная концепция формирования схемы обустройства Юганско-Колтогорской зоны – централизованное развитие системы объектов производственной инфраструктуры общего пользования, включая автомобильные дороги с твердым покрытием, объекты сбора и товарной подготовки нефти и газа, нефтепроводы транспорта товарной нефти, объекты использования попутного нефтяного газа. Предусмотрена разработка общей на район системы производственной инфраструктуры, позволяющей получить значительный выигрыш в суммарном объеме инвестиций в освоение района.

Для территории зоны в целом на цифровой модели местности с применением математических методов построения оптимальных маршрутов выполнены трассировка автодорог с твердым покрытием (с учетом размещения объектов сбора и подготовки нефти, существующих коммуникаций и стоимости строительства автодорог по инженерно-геологическим условиям) и трассировка нефтепроводов транспорта товарной нефти (с учетом

Нефтепровод: 1 – магистральный, 2 – межпромысловый; 3 – железная дорога; автодорога: 4 – с покрытием, 5 – без покрытия, 6 – промысловая; 7 – зимник; 8 – ЦПС, 9 – ДНС, 10 – проектная автодорога; 11 – проектный трубопровод; 12 – проектная УПН; 13 – лицензионные участки РФ; 14 – контур участка; 15 – границы зоны

Рис. 9. РЕЗУЛЬТИРУЮЩИЙ ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ НЕФТИ В ЮГАНСКО-КОЛТОГОРСКОЙ ЗОНЕ



1 – по проектным документам, 2 – по месторождениям без проектных документов; за счет поисковых работ по участкам: 3 – распределенного фонда 4 – нераспределенного фонда

Рис. 10. ГЕНЕРАЛЬНАЯ СХЕМА ОБУСТРОЙСТВА ТЕРРИТОРИИ ЮГАНСКО-КОЛТОГОРСКОЙ ЗОНЫ

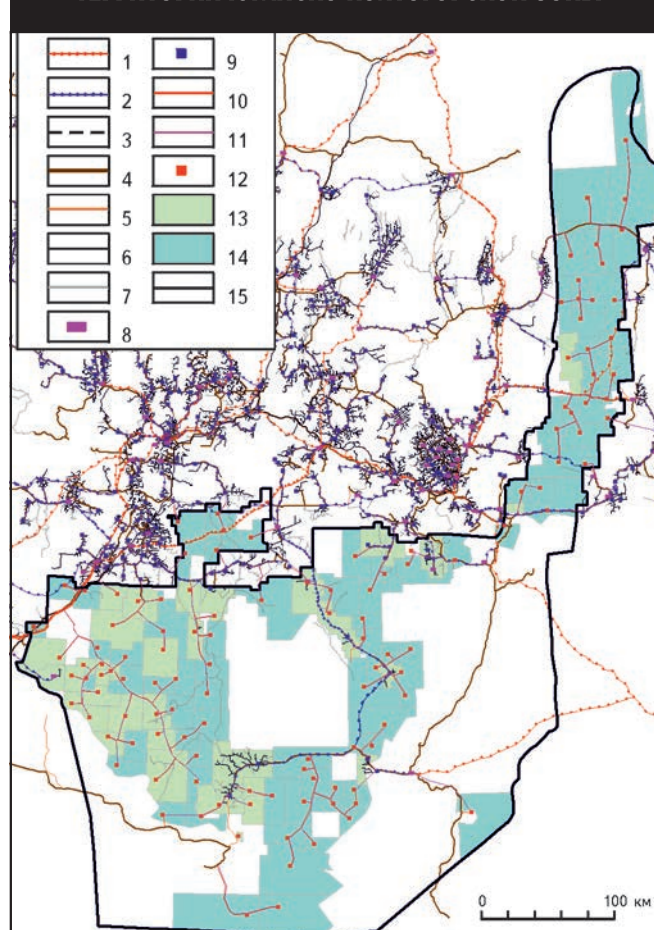
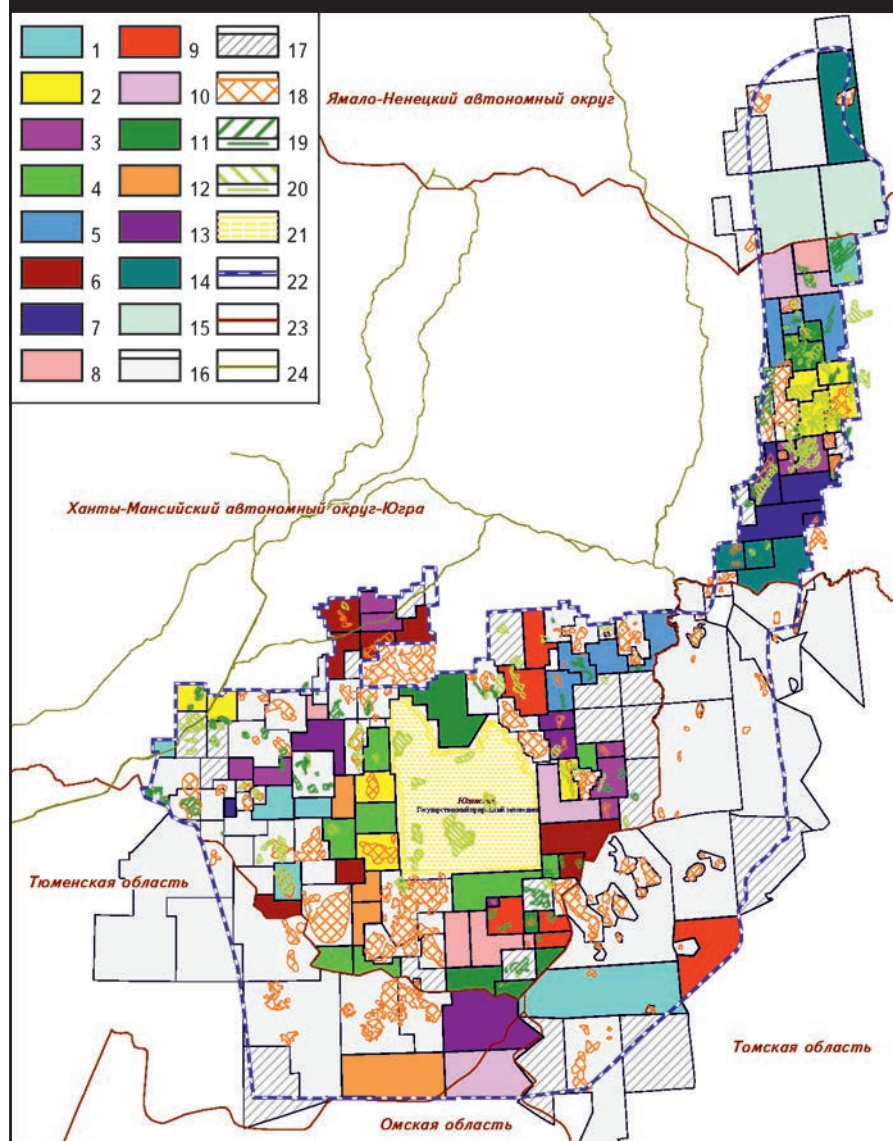


Рис. 11. ДОЛГОСРОЧНАЯ ПРОГРАММА ЛИЦЕНЗИРОВАНИЯ НЕДР ЮГАНСКО-КОЛТОГОРСКОЙ ЗОНЫ



Резервные участки Юганской и Колтогорской зон, распределенные по годам ввода в лицензирование: 1 – 2015, 2 – 2016, 3 – 2017, 4 – 2018, 5 – 2019, 6 – 2020, 7 – 2021, 8 – 2022, 9 – 2023, 10 – 2024, 11 – 2025, 12 – 2026, 13 – 2027, 14 – 2028, 15 – 2019; лицензионные участки: 16 – с долгосрочными лицензиями, 17 – с краткосрочными лицензиями; границы: 18 – месторождений; перспективных ловушек категорий: 19 – С₃, 20 – Д_{1л}, 21 – особо охраняемых природных территорий, 22 – Юганско-Колтогорской зоны, 23 – административных областей, 24 – магистрального нефтепровода

размещения объектов сдачи нефти в магистральный нефтепровод, существующих коммуникаций и стоимости строительства нефтепроводов по инженерно-геологическим условиям).

Рекомендовано построение промышленных систем энергоснабжения на основе газопоршневых и газотурбинных электроагрегатов единичной мощностью 1-10 МВт.

Методом упорядоченного компьютерного перебора вариантов последовательности ввода участков в разработку по двум критериям эффективности для оценки отобрано два варианта оптимальной очередности. На основе наилучшего варианта сформирован базовый вариант очередности освоения, учитывающий временные ограничения на подготовку участков к разработке, требования существующей проектной документации и фактическую обустроенность объектами инфраструктуры. По этому варианту проведен уточненный технико-экономический расчет систем обустройства месторождений объектами производственной инфраструктуры: 41 380 тыс. м эксплуатационного бурения, 623 кустовых площадок, 7140 км трубопроводов, 4095 км автодорог, 2780 км нефтепроводов транспорта нефти, 144 объекта сбора, подготовки и транспорта нефти, 240 газозлектроагрегатов.

Необходимые инвестиции в 2016-2050 гг. составляют 1 714,0 млрд р., в том числе на бурение – 923,5 млрд р., на объекты промышленного обустройства – 382,2 млрд р., на объекты внешней инфраструктуры – 408,3 млрд р. В среднем ежегодные инвестиции составляют около 49,0 млрд р. Суммарный объем капитальных вложений (с учетом проведения геолого-разведочных работ), необходимый для разработки необустроенных месторождений Юганской и Колтогорской зон, оценен на уровне 843 млрд р. Накопленный чистый дисконтированный доход по Юганской и Колтогорской зонам прогнозируется на уровне 1 202 млрд р.

Разработана программа лицензирования недр Юганско-Колтогорской зоны, учитывающая рассчитанный вариант очередности освоения участков, определены необходимые объемы геолого-разведочных работ для каждого участка (рис. 11).

Реализация предложенной схемы требует значительных усилий государственных органов, направленных на развитие нормативной базы недропользования

для выдерживания последовательности и сроков предоставления недропользователям участков недр, создания консорциума недропользователей для строительства дорог, трубопроводов и ЛЭП общего назначения, группового освоения сближенных небольших месторождений, выравнивания рентабельности разработки месторождений разных размеров и продуктивности.

Литература

1. Энергетическая стратегия Ханты-Мансийского автономного округа-Югры до 2020 года. Проект / Под ред. А.В.Шпильмана // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Сб. материалов XII конференции. Т. 1. — Ханты-Мансийск, 2009.

2. Временное положение об этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ: приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 7 февраля 2001 г. № 126 «Об утверждении Временных положения и классификаций», 2001.

3. Толстолыткин И.П. Разработка нефтяных месторождений в 2015 году / И.П.Толстолыткин, Н.В.Мухарлямова, И.В.Беккер, М.В.Стрельченко // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа-Югры. — 2016. — № 28.

© **А.В.Шпильман, В.А.Волков, 2017**

Александр Владимирович Шпильман,
директор,
кандидат геолого-минералогических наук,
crru@crru.ru;

Владимир Андреевич Волков,
заместитель директора,
кандидат геолого-минералогических наук,
volkov@crru.ru.

REALIZATION OF THE CONCEPT OF EXPLORATION ZONES, CASE STUDY OF THE YUGANSK-KOLTOGORSK ZONE OF THE WEST SIBERIAN OIL AND GAS PROVINCE

Shpilman A.V., Volkov V.A. (AU "Scientific-Analytical Center for Rational Mineral Use named after V.I.Shpilman")

In Energy Strategy development for the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug-Ugra for time period till 2030 the use of the exploration zone concept was adopted. This concept widens the presently common understanding of the stage-step mode of the geological prospecting for oil and gas. This approach was supported by the top management of FAN Rosnedra. As a result, 29 regions of Russia were selected for concentration of geological exploration, 5 of them given first priority. The united Yugansk-Koltogorsk zone is one of such exploration zones.

This paper describes principles and criteria used in identifying the exploration zones. It also describes approaches to organization of combined geological and geophysical studies of deep structures, assessment of oil and gas potential and feasibility study of development of resources of the Yugansk-Koltogorsk zone, as well as the results obtained.

A 3D model of the geological structure, geological exploration program, licensing program, field development program and the resulting comprehensive program for development of the Yugansk-Koltogorsk exploration area have been prepared. The program provides for a 2-time increase of oil production to attain 41 million tons by 2027.

Keywords: exploration zone; regional 2D seismic survey; Yugansk mega-depression; Koltogorsk mega-deep; Tolkin mega-deep; West Siberian oil and gas province; production forecast; resource assessment; licensing program; geological exploration program; comprehensive field development program