

На правах рукописи

НЕХАЕВ АЛЕКСАНДР ЮРЬЕВИЧ

**МОДЕЛИ СТРОЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ
НИЖНЕЙ ЮРЫ
НАДЫМ-ТАЗОВСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ
(ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ НГП)**

25.00.12 – геология, поиски и разведка горючих
ископаемых

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Новосибирск 2009



Работа выполнена в Учреждении Российской академии наук
Институте нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН

Научный руководитель: доктор геолого-минералогических наук
Шемин Георгий Георгиевич

Официальные оппоненты: доктор геолого-минералогических наук,
член-корреспондент РАН
Конторович Владимир Алексеевич
кандидат геолого-минералогических наук
Смирнов Лев Васильевич

Ведущая организация: ФГУП «Всероссийский нефтяной
научно-исследовательский
геологоразведочный институт»
(ВНИГРИ, г. Санкт-Петербург)

Защита диссертации состоится 30 июня 2009 г., в 15-00 часов на заседании
Диссертационного совета Д 003.068.02 при Учреждении Российской академии
наук Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука
Сибирского отделения РАН (ИНГГ СО РАН), в конференц-зале.

Адрес: проспект ак. Коптюга, 3, г. Новосибирск, 630090
Факс: (383)333-23-01
E-mail: KostyrevaEA@ipgg.nsc.ru

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ИНГГ СО РАН

Автореферат разослан 28 мая 2009 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат геолого-минералогических наук



Е.А. Костырева

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Объектом исследования являются региональные резервуары нефти и газа нижнеюрских отложений Надым-Тазовского междуречья севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП).

Актуальность работы. В условиях, когда восполнение запасов нефти, конденсата и природного газа в Западной Сибири отстает от темпов их добычи, актуальной проблемой становится научное обоснование новых, глубоководных нефтегазоносных этажей в уже известных нефтегазоносных областях. Вопросы нефтегазоносности нижнеюрских отложений севера Западной Сибири широко обсуждаются, начиная с конца 50-х годов прошлого столетия, в работах В.Е. Андрусевича, С.Ю. Беляева, В.С. Бочкарева, Г.К. Боярских, Ю.В. Брадучана, А.М. Брехунцова, Г.П. Галунского, Ф.Г. Гурари, В.П. Девятова, Н.П. Дещени, А.А. Диковского, Ю.Г. Зимина, М.М. Зонн, Г.П. Евсеева, В.Г. Елисеева, О.М. Ермилова, А.М. Казакова, В.П. Казаринова, Ю.Н. Карогодина, В.А. Каштанова, А.Э. Конторовича, В.А. Конторовича, Н.Х. Кулахметова, А.И. Ларичева, В.Д. Наливкина, Н.Н. Немченко, И.И. Нестерова, Б.В. Никулина, Л.И. Ровнина, Н.Н. Ростовцева, М.Я. Рудкевича, А.В. Рылькова, В.Т. Подшибякина, В.Н. Сакса, Ф.К. Салманова, В.В. Семеновича, Г.П. Сверчкова, В.А. Скоробогатова, Л.В. Смирнова, О.Ф. Стасовой, В.С. Суркова, А.А. Трофимука, С.И. Филиной, А.Н. Фомина, А.С. Фомичева, Ф.З. Хафизова, Н.Г. Чочиа, Г.Г. Шемина, С.И. Шишигина, В.И. Шпильмана и многих других. Анализ опубликованных материалов свидетельствует о существовании различных взглядов на строение, условия формирования и перспективы нефтегазоносности нижнеюрских отложений (Гурари и др., 1990; Сурков и др., 1991, 1995; Нефтегазоносные бассейны..., 1994; Диковский, 1995; Лопатин, Емец, 1998; Брехунцов и др., 2001; Ушатицкий, Рыльков, 2001; Геологическое строение..., 2005).

В 1980–90-е годы на исследуемой территории с целью уточнения геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности выполнены большие объемы геолого-геофизических работ. В результате проведения региональных сейсмических работ и ширококомасштабного глубокого бурения получены новые сведения о строении и составе нижнеюрских отложений. В ряде скважин из этих образований получены притоки нефти и газа, а за пределами рассматриваемой территории открыты залежи нефти и газа. Поэтому возникла необходимость детально изучить полученный новый материал и на результатах этих исследований выполнить более обоснованный прогноз нефтегазоносности нижнеюрских отложений Надым-Тазовского междуречья. В современной экономической обстановке уточнение критериев и оценка перспектив нефтегазоносности нижнеюрских отложений исследуемого района являются крайне важными и актуальными.

Цель исследования заключается в оценке перспектив нефтегазоносности резервуаров нижнеюрских отложений Надым-Тазовского междуречья на основе результатов разработки моделей геологического строения и анализа

тектонических, литолого-фациальных, геохимических и гидрогеологических критериев прогноза нефтегазоносности.

Научная задача. Уточнить модели строения и критерии оценки перспектив нефтегазоносности тоарского, плинсбахского, геттанг-синемюрского региональных резервуаров нижней юры Надым-Тазовского междуречья и на основе полученных результатов выполнить количественный прогноз их нефтегазоносности.

Решение этой задачи было разделено на несколько этапов:

- детальная корреляция нижнеюрских отложений, выделение региональных резервуаров и их составных частей: флюидоупоров и проницаемых комплексов, уточнение индексации перспективных песчаных пластов;
- разработка моделей геологического строения тоарского, плинсбахского, геттанг-синемюрского региональных резервуаров и их составных частей: флюидоупоров и проницаемых комплексов;
- выявление зависимости фильтрационно-емкостных (ФЕС) свойств резервуаров от глубины их залегания;
- оценка качества флюидоупоров, проницаемых комплексов и резервуаров в целом;
- количественная оценка перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров и нижнеюрских отложений в целом.

Фактический материал и методы исследования. В середине 1990-х годов в Институте геологии нефти и газа им. А.А. Трофимука (ИНГ) СО РАН под руководством академика А.Э. Конторовича была развернута широкая научная программа по комплексному изучению юрских отложений севера Западно-Сибирской НПП. В основу диссертации положены геолого-геофизические материалы, собранные сотрудниками Института (в том числе и автором) в результате совместных работ при выполнении проектов, прежде всего таких, как «Геолого-геохимическое обоснование перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных толщ палеозоя, триаса и юры в Надым-Тазовском междуречье» (1998 г.), «Литолого-палеогеографические, палеотектонические и геохимические критерии нефтегазоносности юрских отложений севера Западно-Сибирской плиты» (2001 г.) и «Переоценка перспективных, прогнозных и суммарных начальных ресурсов нефти, газа и конденсата Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» (2003 г.).

В работе использовался материал по 98 глубоким скважинам, вскрывшим отложения нижней юры на территории Надым-Тазовского междуречья (комплекс ГИС, дела скважин, описание керна, акты испытания скважин, биостратиграфические определения возраста отложений, более 10 тыс. определений пористости и проницаемости), и результаты интерпретации региональных сейсмических профилей. В качестве тектонической основы для характеристики юрского структурного яруса Надым-Тазовского междуречья автором использовались «Тектоническая карта юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» (Конторович и др., 2001) и структурные карты осадочного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы, построенные в ИНГ СО РАН. Описание вещественного и минералогического

состава резервуаров осуществлялось с привлечением результатов исследований сотрудников Лаборатории седиментологии (Л.Г. Вакуленко и др.) При характеристике катагенеза органического вещества нижнеюрских отложений севера Западно-Сибирского мегабассейна была использована «Карта катагенеза базальных горизонтов юры северных районов Западно-Сибирского мегабассейна» (Фомин, Конторович, Красавчиков, 2001). Для оценки генерационного потенциала нижнеюрских отложений использовались литературные данные и аналитические материалы, предоставленные сотрудниками Лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН (рук. А.Н. Фомин).

При расчленении и корреляции отложений применялся в полной мере литостратиграфический (комплекс каротажных диаграмм КС, ПС, ГК, НГК, описание керна скважин и сейсмические профили ОГТ) и в меньшей степени (в связи с низким выносом керна) биостратиграфический метод. Корреляция отложений осуществлялась с использованием правила последовательности залегания пачек циклического строения и прослеживанием этой последовательности по разрезам, упорядоченности изменений их толщин при изменении толщин свит и подсвит. Учитывалась также направленность изменения литологического состава.

Оценка качества региональных резервуаров осуществлялась на основе оценок их составных частей (флюидоупоров и проницаемых комплексов) (Прогноз месторождений..., 1981; Мельников, Шемин, 1985; Шемин, 1994). В ней наиболее значимым критерием принято качество проницаемых комплексов, поскольку этот параметр является критичным для формирования залежей нефти и газа в выделенных резервуарах (Шемин и др., 2002).

При количественной оценке перспектив нефтегазоносности резервуаров нижней юры использовался геологический способ по удельным плотностям запасов углеводородов метода внутренних геологических аналогий (Методическое руководство..., 2000).

Основные защищаемые положения

1. Проницаемые комплексы нижнеюрских резервуаров сложены циклически построенными пачками, в основании которых залегают пласты песчаников, являющиеся вместилищами залежей нефти и газа. Песчаники характеризуются пониженными значениями открытой пористости, низкой проницаемостью. На большей части территории качество проницаемых комплексов среднее и пониженное.

Флюидоупоры сложены преимущественно глинистыми породами. Толщины их соответствуют экранам высокого качества (50–70 м), а содержание алеврито-песчаных пород – от низкого до высокого (от нескольких до 50 %). Для флюидоупоров плинсбахского и геттанг-синемюрского резервуаров характерно среднее качество, а для тоарского – пониженное. В целом нижнеюрские резервуары имеют пониженное качество.

2. Фильтрационно-емкостные свойства пород резервуаров нефти и газа юры севера Западно-Сибирской НПП с увеличением глубины их залегания

монотонно ухудшаются. Открытая пористость и гранулярная проницаемость их в интервале глубин от 2500 м до 4500 м уменьшаются от 14 – 17 до 8 – 10 % и от $(1 - 10) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $0,01 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ соответственно. Глубже 4500 м породы резервуаров обычно имеют пористость и проницаемость ниже граничных значений коллекторов. Вероятность встречи гранулярных коллекторов глубже 4500 м весьма низка. С увеличением глубины залегания резервуаров проницаемость коллекторов уменьшается с большим градиентом, чем открытая пористость. Понижение ФЕС коллекторов с увеличением глубины их залегания в основном связано с уплотнением пород под воздействием горного давления.

3. Перспективы нефтегазоносности нижнеюрских отложений на большей части рассматриваемого региона характеризуются пониженными и низкими. В них прогнозируется преимущественно газ. Лишь в северной и юго-западной частях прогнозируются среднеперспективные земли с плотностью ресурсов углеводородов 30 – 50 тыс. т УУВ/км². Оцененные в 3400 млн т ресурсы углеводородов относятся к прогнозным, в основном к категории D₂. Среди региональных резервуаров наибольшими перспективами на поиски залежей нефти и газа обладает тоарский резервуар, меньшими - плинсбахский, низкими – геттанг-синемюрский. Основные ресурсы нефти прогнозируются в тоарском резервуаре, значительно меньше – в плинсбахском. В геттанг-синемюрском резервуаре нефть не предполагается.

Научная новизна. Использование приемов высокоразрешающей корреляции отложений с применением литостратиграфического и биостратиграфического методов позволило уточнить стратиграфическое положение, объемы и индексацию продуктивных и перспективных пластов нижней юры.

Статистическая обработка огромного массива анализов ФЕС позволила выявить закономерности изменения их значений в зависимости от глубины залегания резервуаров. Показано, что сверху вниз по разрезу значения пористости и проницаемости монотонно уменьшаются, причем градиент уменьшения второго параметра больше. Обоснованы геологические факторы ухудшения ФЕС с увеличением глубины залегания отложений.

Впервые выполнена комплексная характеристика резервуаров и их составных частей (флюидоупоров и проницаемых комплексов). Рассмотрены их современные структурные планы; вещественный и минералогический состав; условия формирования отложений; распределения их суммарных толщин, толщин песчаников и толщин коллекторов; ФЕС; проведена оценка качества флюидоупоров, проницаемых комплексов и резервуаров в целом.

Опираясь на результаты разработки уточненных моделей строения резервуаров и анализа критериев прогноза нефтегазоносности, выполнена количественная оценка перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров и нижнеюрских отложений в целом. Проведено районирование резервуаров в зависимости от их перспектив, сделан прогноз объемов и фазового состава углеводородов.

Практическая значимость. Изложенные в работе результаты выполненных исследований широко использовались при реализации

Государственных проектов: № 48-03 «Переоценка перспективных, прогнозных и суммарных начальных ресурсов нефти, газа и конденсата Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» (2003), П-1-11 «Разработать программу геологического изучения, воспроизводства и освоения ресурсов нефти и газа Западной Сибири» (2005), а также при разработке ряда научно-исследовательских Программ СО РАН «Нафтидогенез и его эволюция в истории Земли; закономерности генерации, миграции, аккумуляции и сохранения залежей углеводородов в осадочных бассейнах Сибири», «Фундаментальные проблемы геологии, размещения, формирования и генезиса нефти и газа в осадочных бассейнах; научные основы совершенствования нефтегазового комплекса Сибири» и при выполнении договоров по заказам ведущих российских нефтегазовых компаний.

Апробация работы и публикации. Апробация основных положений диссертационной работы проводилась на различных международных, всероссийских и региональных научных конференциях (Томск, 1998 г.; Москва, 2000, 2004 гг.; Пермь, 2000 г; Ханты-Мансийск, 2003 г; Новосибирск, 2004, 2009 гг.; Тюмень, 2004, 2005, 2007 гг.; Санкт-Петербург, 2008 г.).

Изложенные в диссертации результаты исследований опубликованы в 27 работах, в том числе в трех статьях в журналах, рекомендованных ВАК.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, трех глав и заключения, содержит 221 страницу текста, 73 рисунка и 15 таблиц. Список использованной литературы включает 183 опубликованные и 3 фондовые работы.

Работа выполнена в Лаборатории геологии нефти и газа глубокопогруженных горизонтов осадочных бассейнов ИНГГ СО РАН под научным руководством д.г.-м.н. Г.Г. Шемина, которому автор выражает искреннюю благодарность за всестороннюю помощь, ценные замечания и постоянную поддержку.

Персоналия. Автор признателен за консультации и рекомендации, оказанные автору при написании работы академику А.Э. Конторовичу; членам-корреспондентам РАН: В.А. Конторовичу и Б.Н. Шурыгину; докторам геолого-минералогических наук: Г.Ф. Букреевой, Ю.Н. Занину, В.И. Ильиной, В.С. Кусковскому, В.Р. Лившицу, С.В. Мелединой, В.И. Москвину, Б.Л. Никитенко, А.Н. Фомину; доктору технических наук В.О. Красавчикову, кандидатам геолого-минералогических наук: А.Л. Бейзелю, С.Ю. Беляеву, Л.М. Бурштейну, Л.Г. Вакуленко, Е.А. Гайдебуровой, Л.А. Глинских, О.С. Дзюбе, А.Г. Замирайловой, С.В. Ершову, В.А. Казаненкову, В.Н. Меленевскому, А.Ф. Фрадкиной. Автор благодарен за помощь, которую ему оказали при оформлении работы коллеги и сотрудники института: Н.Н. Костагачева, Н.В. Первухина, В.А. Шарикова, Н.А. Щекочихина, а также сотрудники отдела информационных технологий института и его руководитель Д.В. Косяков.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В первой главе «**Высокоразрешающая корреляция нижнеюрских отложений Надым-Тазовского междуречья**» кратко рассмотрены: фациальное

районирование и стратиграфическая схема нижнеюрских отложений, методика и результаты высокоразрешающей корреляции, описание свит и пачек, уточненная индексация песчаных пластов и стратиграфическое положение региональных резервуаров.

В соответствии с принятым фациальным районированием нижнесреднеюрских отложений (Решение..., 2004), рассматриваемая территория относится к разным фациальным районам: Ямало-Гыданскому, Усть-Енисейскому, Нижнеобскому, Надымскому, Уренгойскому, Часельскому, Фроловскому и Варьеганскому (рис. 1, см. вкл.). В нижнеюрских отложениях выделяются береговая, ягельная и котухтинская свиты и их возрастные аналоги, которые имеют четкое циклическое строение, т.е. представлены серийей более мелких вспомогательных стратиграфических подразделений, циклически построенных пачек. Они сложены в основании песчаниками, которые вверх по разрезу постепенно сменяются алевритово-глинистыми породами. Толщина пачек изменяется от 30 до 150 м. Границы между ними резкие. Каждая циклически построенная пачка четко выражена на каротажных диаграммах, что позволяет достоверно их коррелировать в разрезе.

Приведенный методический прием позволил расчленить нижнеюрские отложения береговой, ягельной и котухтинской свит и их возрастных аналогов соответственно на две, две и семь пачек циклического строения и осуществить корреляцию этих отложений по трем профилям, охватывающим все отмеченные фациальные районы. Фрагмент одного из них приведен на рис. 2. (см. вкл.) Выполненная детальная корреляция нижнеюрских отложений по циклопачкам позволила уточнить их строение, возрастное и литологическое взаимоотношение местных стратиграфических подразделений, а также стратиграфическое положение и объемы перспективных песчаных пластов.

Продуктивные и перспективные пласты юрского нефтегазоносного комплекса имеют индекс Ю. Нумерация осуществляется сверху вниз от Ю₀ до Ю₂₃ (Решение..., 2004). В основе индексации продуктивных и перспективных песчаных пластов автором использован вышеотмеченный подход с уточнениями Г.Г. Шемина (Шемин и др., 2001). Детальная корреляция отложений позволила выделить в разрезах нижней юры регионально выдержанные песчаные пласты и локально распространенные (локальные) пласты. Цифровые индексы присваиваются не всем, а только регионально выдержанным (сквозным) пластам, обычно приуроченным к основаниям циклически построенных пачек. Всего в нижнеюрских образованиях выделено семь “сквозных” пластов (Ю₁₄, Ю₁₅, Ю₁₆, Ю₁₇, Ю₁₈, Ю₁₉, Ю₂₀). Залегают они в основании соответственно циклопачек kth-6, kth -5, kth -4, kth -3, kth -2, kth -1 и кровле циклопачки jag-1 и прослеживаются во всех фациальных районах. Локально развитые пласты, залегающие в глинистой части циклопачек, имеют цифровой индекс основного пласта и дополнительный буквенный индекс, сверху вниз по разрезу от “а” до “д” (рис. 3, см. вкл.). Отличительной чертой используемой индексации пластов является более точная стратиграфическая привязка к конкретной пачке, а не к свите или подсвите.

В составе юрского нефтегазоносного этажа обычно отмечают несколько нефтегазоносных комплексов (региональных резервуаров): нижне-среднеюрский,

васюганский, баженовский (Геология..., 1975); зимний, шараповский, надояхский, вымский, малышевский (Девятков, Казаков, Шурыгин, 1996; Геологическое строение..., 2005 и др.). Г.Г. Шемин с соавторами подразделяют нижнеюрские отложения на три региональных резервуара: тоарский, плинсбахский и геттанг-синемюрский (Шемин и др., 1999, 2001) (см. рис. 3, см. вкл.). Названия их соответствуют ярусам общей стратиграфической шкалы, в рамках которых выделены проницаемые комплексы. Региональные резервуары, в свою очередь, сложены проницаемыми комплексами и флюидоупорами. Последний вариант расчленения нижнеюрских отложений на региональные резервуары использован в диссертационной работе.

Вторая глава **«Комплексная характеристика нижнеюрских перспективных на нефть и газ региональных резервуаров»** состоит из трех различных по объему частей.

В первой, наиболее краткой части, по литературным данным рассмотрены терминология и классификация резервуаров. Термин «резервуар» в отечественной геологической литературе стал широко использоваться после работ И.О. Брода. В настоящее время существуют различные представления о понятии «резервуар», его строении и классификации, которые отражены в работах А.А. Бакирова, Ф.Г. Гурари, Т.И. Гуровой, Г.П. Евсеева, В.П. Казаринова, М.К. Калинко, Ю.Н. Карогодина, А.Э. Конторовича, Н.В. Мельникова, М.Ф. Мирчинка, Г.П. Мясниковой, В.Д. Наливкина, И.И. Нестерова, Г.П. Ованесова, Г.Э. Прозоровича, Н.Н. Ростовцева, Ф.К. Салманова, А.А. Трофимука, Г.Г. Шемина, В.И. Шпильмана и других исследователей. В настоящей работе использовано определение «резервуар», предложенное Г.Г. Шеминым (1994). Под резервуаром нефти и газа понимается «совокупность смежных комплексов, экранирующего (вверху) и проницаемого (внизу), в которых возможны миграция, аккумуляция и консервация углеводородов» (Шемин, 1994, с. 4).

Во второй части главы представлены методические аспекты изучения строения резервуаров, оценка их качества. Приведены использованные в работе методики построения региональных структурных карт, карт толщин флюидоупоров, проницаемых комплексов и содержащихся в них песчаников, карт вещественного состава проницаемых комплексов, оценки качества резервуаров и их составных частей.

Большое внимание уделено изучению ФЕС пород-коллекторов. Нижнеюрские перспективные региональные резервуары Надым-Тазовского междуречья залегают обычно на больших глубинах – 3500–6000 м. На основе анализа более 10 тыс. определений открытой пористости и межзерновой проницаемости (материалы ОАО «Пурнефтегазгеология», «Ноябрьскнефтегазгеология», «Уренгойнефтегазгеология», «Ямалнефтегазгеология») рассмотрены изменения ФЕС терригенных коллекторов с увеличением глубины их залегания (рис. 4, см. вкл.). Проведенные исследования показывают, что ФЕС пород резервуаров нефти и газа юры севера Западно-Сибирской НПС с увеличением глубины их залегания монотонно ухудшаются. Открытая пористость и гранулярная проницаемость в диапазоне от 2500 до 4500 м соответственно

уменьшаются от 14–17 до 8–10 % и от $(1-10) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $0,01 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Глубже 4500 м породы резервуаров обычно имеют пористость и проницаемость ниже граничных значений коллекторов. Вероятность встречи гранулярных коллекторов глубже 4500 м весьма низка. С увеличением глубины залегания резервуаров проницаемость коллекторов уменьшается с большим градиентом, чем открытая пористость. Такая же зависимость наблюдается и для ФЕС коллекторов, которая в основном обусловлена уплотнением пород под воздействием горного давления.

В третьей, основной части главы охарактеризовано геологическое строение тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров и их составных частей – проницаемых комплексов и флюидоупоров.

В соответствии с «Тектонической картой юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» (Конторович и др., 2001) и прилагаемыми структурными картами по кровле проницаемых комплексов тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров рассмотрено тектоническое строение юрского структурного яруса исследуемого региона. Приведено краткое описание основных тектонических структур разного порядка и проанализирована дизъюнктивная тектоника. Дана комплексная характеристика тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров.

Тоарский региональный резервуар (середина нижнего тоара – середина верхнего аалена, надояхский и лайдинский горизонты) представлен песчано-алевролитно-глинистыми породами верхнекотухтинской подсвиты и ее возрастными аналогами, пользующимися почти повсеместным распространением в Надым-Тазовском междуречье. Толщина его изменяется от 50 до 340 м, а глубина залегания – от 1720 до 5500 м. Резервуар представлен надояхским проницаемым комплексом и лайдинским флюидоупором.

Надояхский проницаемый комплекс (верхняя часть нижнего тоара – подошва нижнего аалена, надояхский горизонт) сложен углито-глинисто-алевритовыми отложениями с пластами песчаников нижней и средней частей верхнекотухтинской подсвиты и ее возрастных аналогов. В его составе выделяют две пачки циклического строения – kth-4, kth-5 и нижняя часть (песчаный пласт) циклопачки kth-6, в основании которых залегают регионально выдержанные пласты Ю₁₆, Ю₁₅ и Ю₁₄. По составу песчаники относятся к полевошпатово-граувакково-кварцевым, реже – к кварцево-граувакковым и граувакково-кварцевым. Состав цемента карбонатный, глинисто-карбонатный и глинистый. Толщина проницаемого комплекса изменяется от нескольких до 240 м, толщина песчаников – от нескольких до 110 м. Наибольшие их значения отмечаются на севере, средние – на востоке, а наименьшие – на западе, юго-западе и юге региона. Формировались отложения проницаемого комплекса в различных обстановках осадконакопления: низменных аккумулятивных равнин; прибрежных равнин, временами заливаемых морем, и на мелководной части шельфа.

В песчаных пластах проницаемого комплекса выделяются два типа коллекторов: основной поровый (гранулярный) и возможно преимущественно

трещинный. Второй тип прогнозируется на глубинах свыше 4,5 км, в наиболее прогнозуемой северной части региона. На большей части его территории развит гранулярный тип коллекторов. Толщина коллекторов изменяется от нескольких до 30 м (в среднем – от 10 до 20 м). Открытая пористость – в пределах 8 – 24 % (преобладает 11–14 %), межзерновая проницаемость – от $0,01 \cdot 10^{-3}$ до $24 \cdot 10^{-3}$ мкм² (в среднем от 0,1 до $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Отмечается уменьшение их значений вниз по разрезу. В целом гранулярные коллекторы проницаемого комплекса характеризуются пониженной пористостью и низкой проницаемостью.

Качество проницаемого комплекса на большей части территории среднее. Высокое качество прогнозируется только на отдельных участках на северо-западе, северо-востоке и юге региона, а пониженное – на севере.

Лайдинский флюидоупор (середина нижнего – среднего верхнего аалена, лайдинский горизонт) представлен преимущественно глинистыми отложениями верхней части верхнекотухтинской подсвиты и ее возрастных аналогов. Толщина его изменяется от 20 до 135 м, наиболее часто – от 60 до 80 м, что соответствует экранам высокого качества. Сложен он в основном аргиллитами, минералогический состав которых обычно двухкомпонентный: гидрослюда (80–85 %) и хлорит (15–20 %). Накапливались глинистые отложения преимущественно в условиях мелководного шельфа. Экранирующие свойства флюидоупора в значительной мере зависят от содержания песчаных и алевролитовых прослоев, количество которых может меняться от 5–7 до 50 %. Качество флюидоупора на рассматриваемой территории в основном пониженное и низкое. Среднее качество флюидоупора прогнозируется на ограниченных по площади участках.

Тоарский резервуар в целом на исследуемой территории характеризуется преимущественно пониженным качеством (рис. 5, см. вкл.).

Плинсбахский региональный резервуар (верхняя часть верхнего плинсбаха – нижняя часть нижнего тоара, шараповский и китербютский горизонты) выполнен песчано-алеврито-глинистыми породами нижнекотухтинской подсвиты и ее возрастных аналогов. Отсутствуют отложения резервуара в пределах Комсомольского выступа фундамента (Северный свод и прилегающие к нему участки) и в окраинных северо-западной, северо-восточной и юго-восточной частях региона. Толщина его изменяется от 50 до 400 м, а глубина залегающих от 2200 до 5750 м. В составе резервуара выделяются шараповский проницаемый комплекс и китербютский флюидоупор.

Шараповский проницаемый комплекс (верхняя часть верхнего плинсбаха, шараповский горизонт) сложен глинисто-алеврито-песчаными отложениями нижней и средней частей нижнекотухтинской подсвиты и ее возрастных аналогов. В его составе выделяются две пачки циклического строения – kth-1 и kth-2 и нижняя часть (песчаный пласт) циклопачки kth-3, в основании которых залегают региональные выдержанные песчаные пласты Ю₁₉, Ю₁₈ и Ю₁₇. Состав песчаников полевошпатово-граувакково-кварцевый, реже полевошпатово-кварцево-граувакковый, граувакково-кварцевый и кварцево-граувакковый. Цемент по составу обычно глинисто-карбонатный. Толщина проницаемого комплекса изменяется от нескольких метров до 310 м, толщина

песчаников – от нескольких до 150 м: наибольшая отмечается в северной части региона, а наименьшая – в западной, южной и восточной. Отложения проницаемого комплекса формировались в различных обстановках: от возвышенных равнин, до низменных прибрежных равнин, временами заливаемых морем, и мелководного шельфа.

В песчаных пластах проницаемого комплекса выделяются два типа коллекторов: основной поровый (гранулярный) и возможно преимущественно трещинный. Второй тип прогнозируется на глубинах свыше 4,5 км, в наиболее прогнутой северной и центральной частях региона. На большей части территории развит гранулярный тип коллекторов, толщиной от нескольких до 30 м, в среднем от 10 до 20 м. Открытая пористость варьирует от 8 до 21 % (преобладает 9–12 %), межзерновая проницаемость – от $0,01 \cdot 10^{-3}$ до $73 \cdot 10^{-3}$ мкм² (преобладает $0,1-1 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Отмечается уменьшение их значений вниз по разрезу. В целом гранулярные коллекторы проницаемого комплекса характеризуются пониженной пористостью и низкой проницаемостью.

Качество проницаемого комплекса на большей части территории среднее. Высокое качество прогнозируется только на отдельных участках в восточной, центральной и южной частях региона, а земли с пониженным качеством – в северной, центральной и юго-западной частях.

Китербютский флюидоупор (нижняя часть тоара, китербютский горизонт) представлен преимущественно глинистыми отложениями верхней части нижнекотухтинской подсвиты и ее возрастных аналогов. Толщина его изменяется от 10 до 100 м, в среднем – от 40 до 60 м, что соответствует экранам высокого и среднего качества. Минералогический состав глин обычно двухкомпонентный: гидрослюда (55–65 %) и хлорит (55–35 %), реже присутствует каолинит (до 5 %). Накапливались глинистые отложения преимущественно в условиях мелководного шельфа. Экранирующие свойства флюидоупора в значительной мере зависят от содержания песчаных и алевролитовых прослоев, суммарное количество которых различное – от 5–7 до 50 %. Качество флюидоупора территории на востоке – пониженное и низкое, а на западе – среднее.

Плинсбахский резервуар в целом на исследуемой территории характеризуется пониженным качеством. Высокое и среднее качество прогнозируется только на ограниченных участках на западе, юге и в центральной части региона, а низкое – вдоль западного и восточного контуров выклинивания отложений резервуара и районах, прилегающих к Комсомольскому выступу фундамента.

Геттанг-синемюрский региональный резервуар (геттангский ярус – нижняя часть верхнеплинсбахского подъяруса, зимний и левинский горизонты) представлен песчано-алевритово-глинистыми породами береговой и глинисто-алевритовыми породами ягельной свит и их возрастными аналогами, пользующимися несколько меньшим распространением на рассматриваемой территории, чем вышеописанные резервуары. Отсутствуют отложения резервуара в западной (Медвежье-Нумгинский наклонный мегавал, западная половина Надымской гемисинеклизы) и восточной (Предьенисейская

мегамоноклиза) частях, а также в пределах Комсомольского выступа фундамента. Толщина его изменяется от 50 до 440 м, а глубина залегания – от 2400 до 6200 м. Представлен резервуар зимним проницаемым комплексом и левинским флюидоупором.

Зимний проницаемый комплекс (геттангский ярус – нижняя часть верхнеплинсбахского подъяруса, береговой горизонт) сложен глинисто-алевритопесчаными отложениями с прослоями галечных конгломератов и гравелитов береговой свиты и ее возрастным аналогом. Для него свойственна большая латеральная изменчивость и поэтому выделяются только локально распространенные песчаные пласты. По составу песчаники относятся к кварцево-граувакковым, граувакково-кварцевым, реже к полевошпатово-граувакково-кварцевым. Состав цемента – глинистый, карбонатный, глинисто-карбонатный. Толщина проницаемого комплекса изменяется от нескольких до 300 м, толщина содержащихся в нем песчаников – от нескольких до 180 м. Наибольшие толщины последних отмечаются в северной части региона и юге, а наименьшие – на северо-западе и северо-востоке. Формирование проницаемого комплекса происходило на континентальных равнинах: от возвышенных денудационно-аккумулятивных, до низменных, прибрежных, временами заливаемых морем. Последние отмечаются только на севере региона.

В песчаных пластах проницаемого комплекса выделяются два типа коллекторов: поровый (гранулярный) и возможно преимущественный трещинный. Второй тип коллектора прогнозируется на глубинах свыше 4,5 км, на большей части региона. Коллекторы гранулярного типа развиты в юго-западной, южной и восточной частях рассматриваемого региона. Толщина их изменяется от нескольких до 35 м, наиболее часто от 10 до 20 м. Открытая пористость варьирует от 8 до 18 % (преимущественно от 8 до 10 %), межзерновая проницаемость – от $0,01 \cdot 10^{-3}$ до $62 \cdot 10^{-3}$ мкм² (преимущественно от 0,01 до $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Отмечается уменьшение их значений вниз по разрезу. В целом гранулярные коллекторы проницаемого комплекса характеризуются низкой пористостью и низкой проницаемостью.

Качество проницаемого комплекса на большей части территории пониженное. Среднее и высокое качество прогнозируется только на отдельных участках в центральной и южной частях региона.

Левинский флюидоупор (нижняя часть верхнеплинсбахского подъяруса, левинский горизонт) представлен преимущественно глинистыми отложениями ягельной и левинской свит. Толщина его изменяется от 20 до 140 м, в среднем – от 40 до 100 м, что соответствует экранам высокого и среднего качества. Минералогический состав глин обычно трехкомпонентный: гидрослюда (50–75 %), каолинит (20–30 %) и хлорит (15–20 %). Накапливались глинистые отложения флюидоупора преимущественно в условиях мелководного шельфа и прибрежной плоской равнины, временами заливаемой морем. Содержание песчаных и алевролитовых прослоев изменяется от 5–7 до 50 %. На большей части территории качество флюидоупора – среднее и высокое. Земли с пониженным и низким качеством отмечаются вокруг Комсомольского выступа фундамента и на востоке территории.

Геттанг-синемюрский резервуар в целом на исследуемой территории характеризуется пониженным качеством.

В заключительной третьей главе «Перспективы нефтегазоносности резервуаров нижней юры Надым-Тазовского междуречья (Западно-Сибирской НПП)» рассмотрены тектонические, литолого-фациальные, геохимические и гидрогеологические критерии оценки перспектив нефтегазоносности, методика и результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности тоарского, плинсбахского, геттанг-синемюрского региональных резервуаров нижней юры Надым-Тазовского междуречья.

При оценке перспектив нефтегазоносности резервуаров нижней юры в качестве тектонического критерия использовались лишь наиболее изученные современные структурные планы. Другие тектонические показатели: интенсивность проявления разрывной тектоники, трещиноватости пород, история формирования структур и т.д., в связи с их низкой степенью изученности не рассматривались. Оценка влияния современных структурных планов на перспективы нефтегазоносности резервуаров осуществлялась традиционным способом.

В пределах исследуемого региона резервуары нижней юры изучены крайне низко. В связи с этим при их оценке в качестве литолого-фациальных критериев было использовано ограниченное число параметров: при оценке качества флюидоупоров – литолого-минералогический состав, толщина прослоев песчаников и процент их содержания, а в проницаемых комплексах только наиболее значимый параметр – толщины коллекторов.

Оценка влияния геохимических критериев на перспективы нефтегазоносности резервуаров нижней юры и фазовый состав углеводородов осуществлена на базе анализа степени катагенеза содержащегося в них органического вещества и величины начального нефтегазогенерационного потенциала нефтегазоматеринских отложений (рис. 6, см. вкл.).

При оценке гидрогеологических критериев учитывались следующие показатели: минерализация, химический состав и общая газонасыщенность пластовых вод. Наибольшими перспективами нефтегазоносности по гидрогеологическим показателям обладают земли, в пределах которых пластовые воды характеризуются повышенной минерализацией, хлоридно-натриевым составом, пониженными значениями хлорбромного коэффициента, метановым составом ВРГ и с общей газонасыщенностью пластовых вод более 1,8 л/л.

При количественной оценке перспектив нефтегазоносности слабо изученных сейсморазведкой и бурением резервуаров нижней юры использовался геологический способ по удельным плотностям запасов углеводородов на единицу площади, который является составной частью метода внутренних геологических аналогий (Методическое руководство..., 2000). Сначала были выделены и описаны пятнадцать эталонных участков с подсчетом удельных плотностей начальных суммарных ресурсов углеводородов. Все они были подготовлены в рамках выполненной программы «Переоценка перспективных, прогнозных и суммарных начальных ресурсов нефти, газа и конденсата Западно-

Сибирской нефтегазоносной провинции» (2003ф). В ее выполнении активное участие принимал автор.

Далее, учитывая инструктивные требования, выделенные (по принципу схожести геологического строения) области, оцененные тем или иным эталонным участком, разделили на расчетные участки. Затем сравнили контролирующие нефтегазоносность тектонические, литолого-фациальные, геохимические и гидрогеологические критерии каждого расчетного участка с эталонными. В качестве таковых были выбраны и обоснованы следующие показатели: гипсометрия современного структурного плана объекта оценки, качество флюидопора резервуара, качество проницаемого комплекса резервуара, нефтегазогенерационный потенциал нижнеюрских отложений, минерализация и состав пластовых вод. На завершающей стадии оценки перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров нижней юры осуществлялась количественная оценка удельных плотностей ресурсов нефти, газа и конденсата тоарского, плинсбахского, геттанг-синемюрского региональных резервуаров в пределах исследуемого региона в целом и входящих в него Ямальской, Фроловской, Среднеобской, Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Васюганской и Елогуй-Туруханской нефтегазоносных областей.

Слабоизученные сейсморазведкой и бурением нижнеюрские отложения рассматриваемого района, залегающие в основании осадочного чехла на больших глубинах (4–5 км), характеризуются в целом пониженными и низкими перспективами, и в них прогнозируется преимущественно газ. Начальные суммарные ресурсы углеводородов этих отложений оцениваются в 3391 млн т УУВ, в том числе нефти – 497 млн т, газа–2486 млрд м³ и конденсата–408 млн т. Все ресурсы относятся к прогнозным, из них по категории D₁ – 1171 млн т УУВ и по категории D₂ – 2220 млн т УУВ. Наиболее перспективные земли этих отложений, с плотностью начальных суммарных ресурсов углеводородов 20–50 тыс. т УУВ/км², прогнозируются в северной и юго-западной частях рассматриваемого региона, на севере Надым-Пурской и Фроловской НГО (рис. 7, см. вкл.). Перспективы нефтеносности нижнеюрских отложений в основном низкие.

Среди региональных резервуаров наиболее перспективным на поиски залежей нефти и газа является тоарский резервуар, менее перспективным – плинсбахский и низкими перспективами обладает геттанг-синемюрский резервуар. Начальные суммарные ресурсы углеводородов соответственно равны: 1817, 1041 и 535 млн т УУВ. Основные ресурсы нефти прогнозируются в тоарском резервуаре (436 млн т), значительно меньше - в плинсбахском (61 млн т). В геттанг-синемюрском нефть не прогнозируется. Во всех резервуарах наиболее перспективные земли распространены в северной и юго-западной частях Надым-Тазовского междуречья, на севере Надым-Пурской и юге, в пределах Фроловской НГО, причем плотности начальных суммарных ресурсов углеводородов на этих участках вниз по разрезу уменьшаются. Тоарский резервуар в их пределах имеет плотность 10–30 тыс. т УУВ/км² (рис. 8, см. вкл.), плинсбахский – 5–20 тыс. т УУВ/км² и геттанг-синемюрский – 5–10 тыс. т УУВ/км².

Ранее выполненные варианты оценки перспектив нефтегазоносности нижнеюрских отложений рассматриваемого региона, по сравнению с авторской, были выше (Геологическое строение ..., 2005), (Переоценка перспективных ..., кн. 3, 2003 ф). Согласно первого, наиболее перспективные земли тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского резервуаров имеют удельные плотности начальных суммарных ресурсов углеводородов соответственно 50–100, 50–100 и 10–30 тыс. т УУВ/км². По оценке автора, их плотности прогнозируются в 10–30, 5–20 и 5–10 тыс. т УУВ /км². Во втором варианте оценки начальных суммарных ресурсов углеводородов нижнеюрских отложений рассматриваемого района наиболее высоко перспективные земли имеют плотности начальных суммарных ресурсов углеводородов 50–100 тыс. т УУВ /км². Авторская оценка составляет 20–50 тыс. т УУВ/км².

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты выполненных исследований заключаются в следующем.

На основе комплексного анализа большого объема геолого-геофизических материалов разработаны детальные модели геологического строения нижнеюрских региональных резервуаров и их составных частей (флюидоупоров и проницаемых комплексов), уточнены их стратиграфические объемы, границы, состав, строение и обстановки формирования.

Разработанные модели геологического строения нижнеюрских региональных резервуаров позволили с большей достоверностью оценить их качество, а также качество их составных частей – флюидоупоров и проницаемых комплексов. Установлено, что на значительной части рассматриваемой территории качество надояхского и шараповского проницаемых комплексов среднее, а зимнего – пониженное. Для китербютского и левинского флюидоупоров характерно среднее качество, а для лайдинского – пониженное. Тоарский, плинсбахский и геттанг-синемюрский региональные резервуары в целом имеют пониженные качества.

Анализ ФЕС нижнеюрских пород позволил выявить закономерности их изменений с глубиной. Доказано, что открытая пористость и межзерновая проницаемость коллекторов ухудшаются сверху вниз по разрезу. Глубже 4500 м их значения обычно ниже граничных, поэтому вероятность встречи гранулярных коллекторов в более глубоких горизонтах низкая. Гранулярные коллекторы юрских отложений рассматриваемого региона характеризуются средней и низкой открытой пористостью и низкой межзерновой проницаемостью.

Геологическим способом метода внутренних геологических аналогий по удельной плотности ресурсов углеводородов выполнена количественная оценка перспектив нефтегазоносности тоарского, плинсбахского, геттанг-синемюрского региональных резервуаров и нижнеюрских отложений в целом. Оценены их начальные суммарные ресурсы углеводородов и отдельно ресурсы нефти и газа. Установлено, что на большей части региона перспективы нефтегазоносности нижнеюрских отложений пониженные и низкие, и в них прогнозируется преимущественно газ. Лишь в северной и юго-западной частях прогнозируются среднеперспективные земли с плотностью ресурсов углеводородов 30–50 тыс. т

УУВ/км². Оцененные в 3391 млн т УУВ ресурсы углеводородов относятся к прогнозным, в основном к категории Д₂. Среди региональных резервуаров наиболее перспективным на поиски залежей нефти и газа является тоарский резервуар, менее перспективным – плинсбахский, и низкими перспективами обладает геттанг-синемюрский резервуар. Большая часть запасов нефти прогнозируется в тоарском резервуаре, существенно меньше – в плинсбахском, а в геттанг-синемюрском резервуаре нефть не предполагается.

Несомненно, что исследования глубоководных резервуаров нижней юры севера Западной Сибири необходимо продолжить. Многие вопросы стратиграфии и детальной корреляции, литологии и палеогеографии остаются еще недостаточно решенными. По мнению некоторых исследователей (Сиротенко, 1996; Белоконь, 2004), на больших глубинах (5–6 км) существуют зоны разуплотнения пород и связанные с ними возможные преимущественно трещинные коллекторы. Однако природа образования этих зон остается невыясненной. Недостаточно изучена дизъюнктивная тектоника и ее влияние на формирование залежей углеводородов. Не выявлено время формирования залежей углеводородов, а также не оценено возможное влияние на нефтегазонасность нижнеюрских резервуаров подстилающих их триасовых и палеозойских отложений.

Список публикаций по теме диссертации

В журналах, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией:

1. Шемин Г.Г., **Нехаев А.Ю.**, Рябкова Л.В. и др. Высокоразрешающая стратиграфия нефтегазонасных отложений нижней и средней юры северных районов Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2001. - Т. 42. - №5. - С. 749-765.
2. Шемин Г.Г., **Нехаев А.Ю.**, Красавчиков В.О. и др. Критерии и результаты оценки перспектив нефтегазонасности нижней юры Надым-Тазовского междуречья Западно-Сибирской НГП // Геология и геофизика. - 2002. - Т. 43. - №12. - С. 1107-1123.
3. **Нехаев А.Ю.** Характеристика фильтрационно-емкостных свойств песчаников нижнеюрских региональных резервуаров севера Западной Сибири // Вестник Томского гос. ун-та. Сер. Науки о Земле (геология, география, метеорология, геодезия). - 2003. - № 3 (II). - С. 324-327.

В других изданиях:

1. Шемин Г.Г., Бейзель А.Л., **Нехаев А.Ю.**, Москвин В.И., Свидинский С.В., Фомин А.Н. Критерии и результаты оценки перспектив нефтегазонасности юрских отложений Надым-Тазовского междуречья Западно-Сибирской НГП // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология - итоги XX века. Посвящ. 55-летию кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых: Материалы Четвертой межд. конф. - М. - Изд-во МГУ. - 2000. - С. 360-363.
2. Шемин Г.Г., **Нехаев А.Ю.**, Фомин А.Н., Рябкова Л.В., Бейзель А.Л., Беляев С.Ю., Деев Е.В., Зиновьев С.В., Косяков Д.В., Красавчиков В.О., Лапин П.С., Тершенков Г.М. Критерии и оценка перспектив нефтегазонасности глубоководных толщ нижней юры севера Западно-Сибирской НГП // Критерии оценки нефтегазонасности ниже промышленно освоенных глубин и определение

приоритетных направлений геологоразведочных работ. Пермь. – КамНИИКИГС. - 2001. - Кн. I. - С. 107-132.

3. Шемин Г.Г., **Нехаев А.Ю.**, Фомин А.Н. Методика и результаты оценки перспектив нефтегазоносности юрского комплекса севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Фундаментальные проблемы геологии и тектоники Северной Евразии: Тез. докл. конф., посвященной 90-летию акад. А.Л. Яншина. - Новосибирск: Изд-во СО РАН. - Филиал "Гео". - 2001. - С. 130-131.

4. Shemin G.G., Beisel A.L., **Nekhaev A.Yu.**, Svidinsky S.V. Prediction of quality of seals and reservoirs in the Jurassic petroliferous deposits of northern West Siberia [Прогноз качества флюидоупоров и коллекторов в юрских нефтегазоносных отложениях севера Западной Сибири] // VNIGRI/AAPG Regional International Conference "Exploration and Production Operations in Defficult and Sensitivity Areas", July 15-18 2001, St. Petersburg, Russia: Abstracts - St. Petersburg. - 2001. - P. 7-8.

5. **Нехаев А.Ю.**, Бейзель А.Л., Шемин Г.Г., Красавчиков В.О. Закономерности распределения емкостно-фильтрационных свойств коллекторов глубокопогруженных нижнесреднеюрских резервуаров севера Западной Сибири // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр: Материалы шестой междунар. конф. - М. - ГЕОС. - 2002. - Кн. 2. - С. 47-50.

6. Shemin G.G., Beisel A.L., **Nekhaye A.Yu.**, Fomin A.N. Geologic structure and petroleum potential of deeply buried Jurassic deposits in northern West Siberia // International Symposium on Chinese Petroleum Exploration in 21st Century. - Hangzhou City. - 2002. - P. 702.

7. **Нехаев А.Ю.** Модель строения и перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных нижнеюрских отложений севера Западно-Сибирской НГП // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии нефти и газа: Материалы седьмой Международной конференции. - М. – ГЕОС. - 2004. - С. 361-362.

8. Шемин Г.Г., **Нехаев А.Ю.** Характеристика фильтрационно-ёмкостных свойств и закономерности их изменения в зависимости от глубины залегания нефтегазоносных резервуаров юры севера Западно-Сибирской НГП // Горные ведомости. - 2005. - № 12. - С. 16-23.

9. Shemin G.G., **Nekhaev A.Yu.** Poroperm characteristics and their variation with changing of buried depth of Jurassic reservoirs in north part of West Siberian // Xinjiang Petroleum Geology. - 2006. - Vol. 27. - N. 1 (118). - P. 127-133.

10. Шемин Г.Г., **Нехаев А.Ю.** Закономерности изменения фильтрационно-ёмкостных свойств резервуаров нефти и газа юры Западно-Сибирской НГП в зависимости от глубины залегания // Актуальные проблемы геологии и геофизики: Материалы научной конференции, посвящ. 70-летию Ин-та и 95-летию акад. Хабиба Абдуллаева (4-6 сентября, 2007). Т. 2. – Ташкент. - ФАН - 2007. - С. 206-207.

11. **Нехаев А.Ю.** Уточнение структурно-фациального районирования нижней и средней юры севера Западной Сибири // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии: Второе всероссийское совещание, Ярославль, 26-30 сентября 2007 г. – Ярославль. - 2007. - С. 176-177.

12. **Нехаев А.Ю.**, Шемин Г.Г. Модель строения и оценка качества тоарского регионального резервуара Надым-Тазовского междуречья (север Западно-Сибирский НГП) // Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности: Сборник материалов Международной научно-практической конференции (г. Санкт-Петербург, 30 июня - 3 июля 2008 г.). - СПб.: ВНИГРИ. - 2008. - С. 356-366.

Технический редактор О.М.Вараксина

Подписано в печать 20.05.2009

Формат 60x84/16. Бумага офсет №1. Гарнитура Таймс.

Печ. л. 0,9. Тираж 140. Зак. № 21.

ИНГ СО РАН, ОИТ, 630090, Новосибирск, проспект Ак. Коптюга, 3

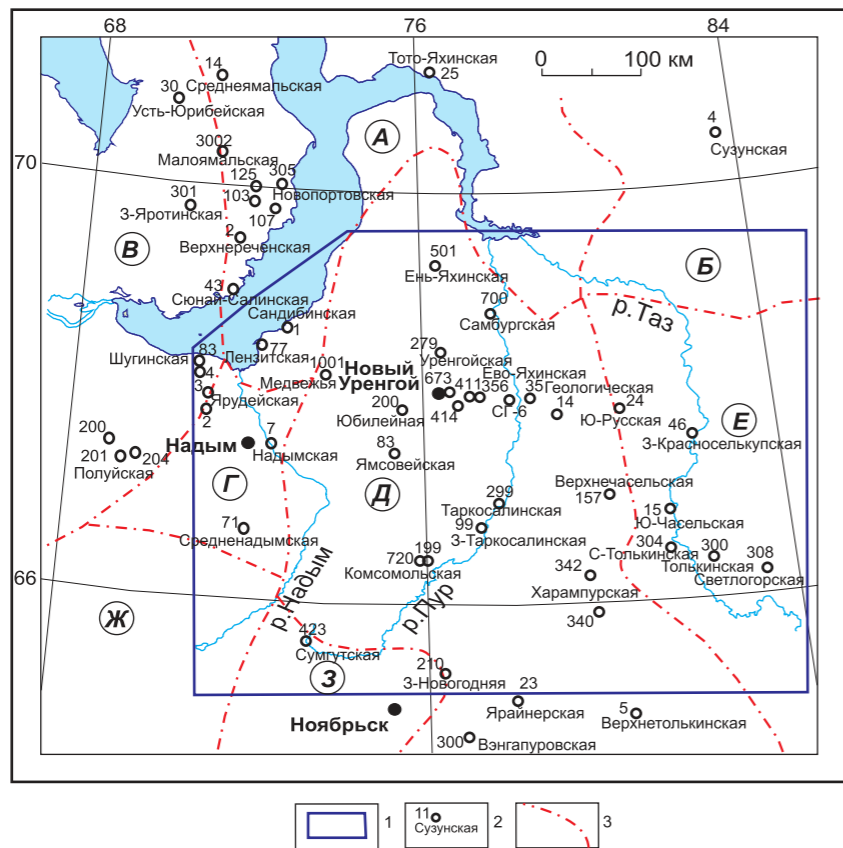


Рис. 1. Обзорная карта района исследования

1 - район исследования; 2 - скважины, вскрывшие отложения нижней юры; 3 - границы фациальных районов.
 Фациальные районы: А - Ямало-Гыданский, Б - Усть-Енисейский, В - Нижнеобской, Г - Надымский, Д - Уренгойский, Е - Часельский, Ж - Фроловский, З - Варьеганский

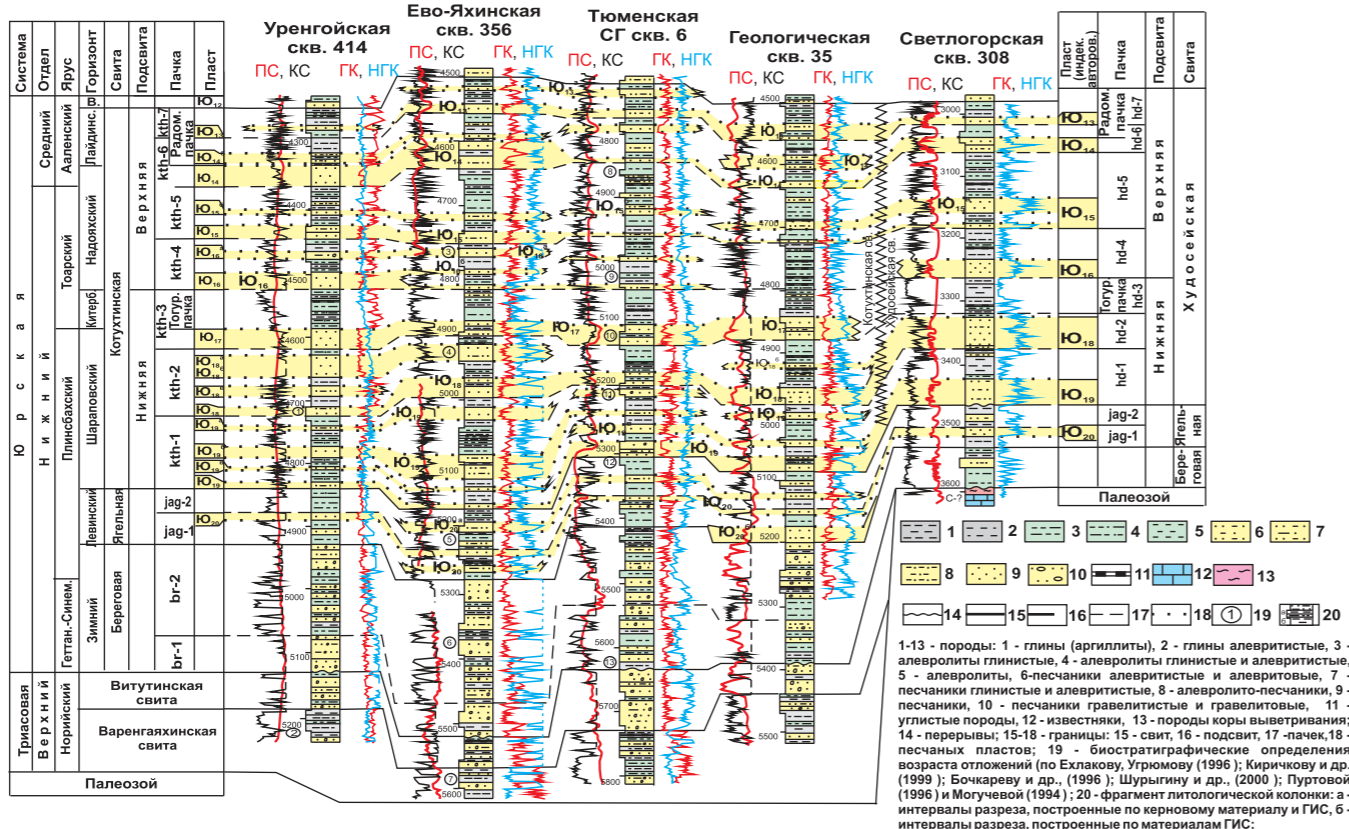


Рис. 2. Схема детальной корреляции нижнеюрских отложений по профилю Уренгойская - Светлогорская площади. Составили: А.Ю. Нехаев, Г.Г. Шемин

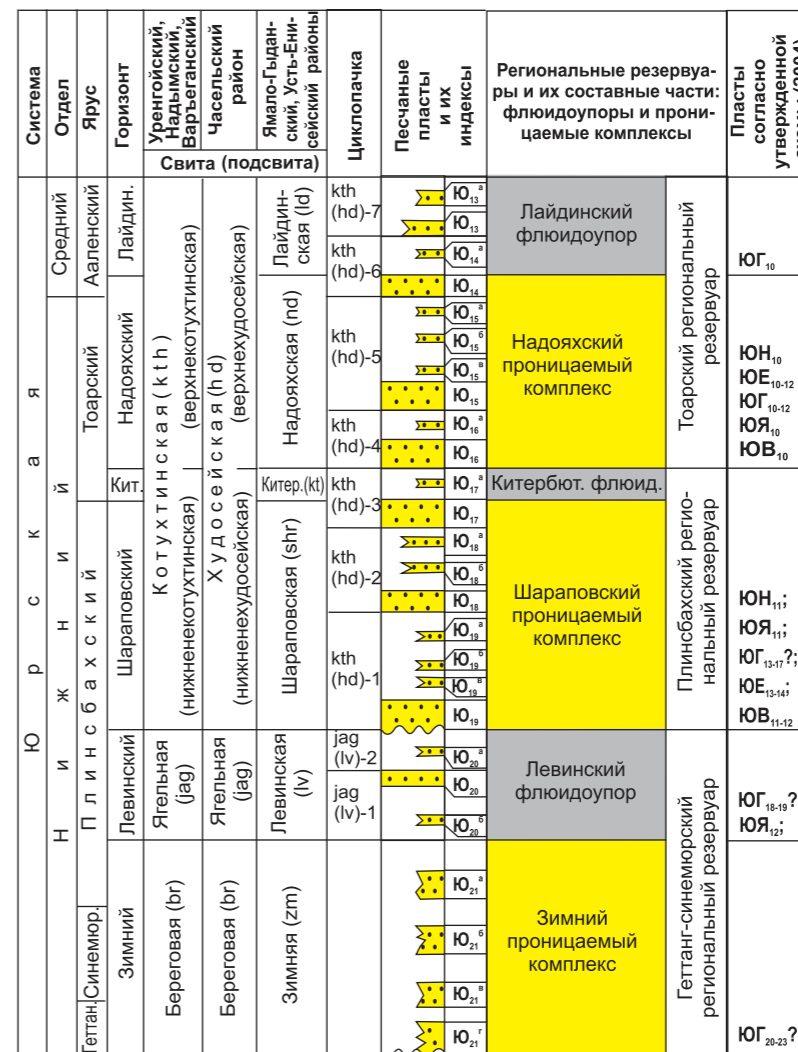


Рис. 3. Стратиграфическое положение региональных резервуаров и продуктивных пластов нижнеюрских отложений Надым-Тазовского междуречья

1-3-песчаные пласты: 1-имеющие региональное распространение, 2-имеющие зональное распространение, 3-имеющие локальное распространение



Рис. 4. Графики распределения средних значений открытой пористости, межзерновой проницаемости и плотности нижнесреднеюрских отложений по интервалам глубин на севере Западно-Сибирской НГП
 Составили: Шемин Г.Г., Нехаев А.Ю., Бейзель А.Л.

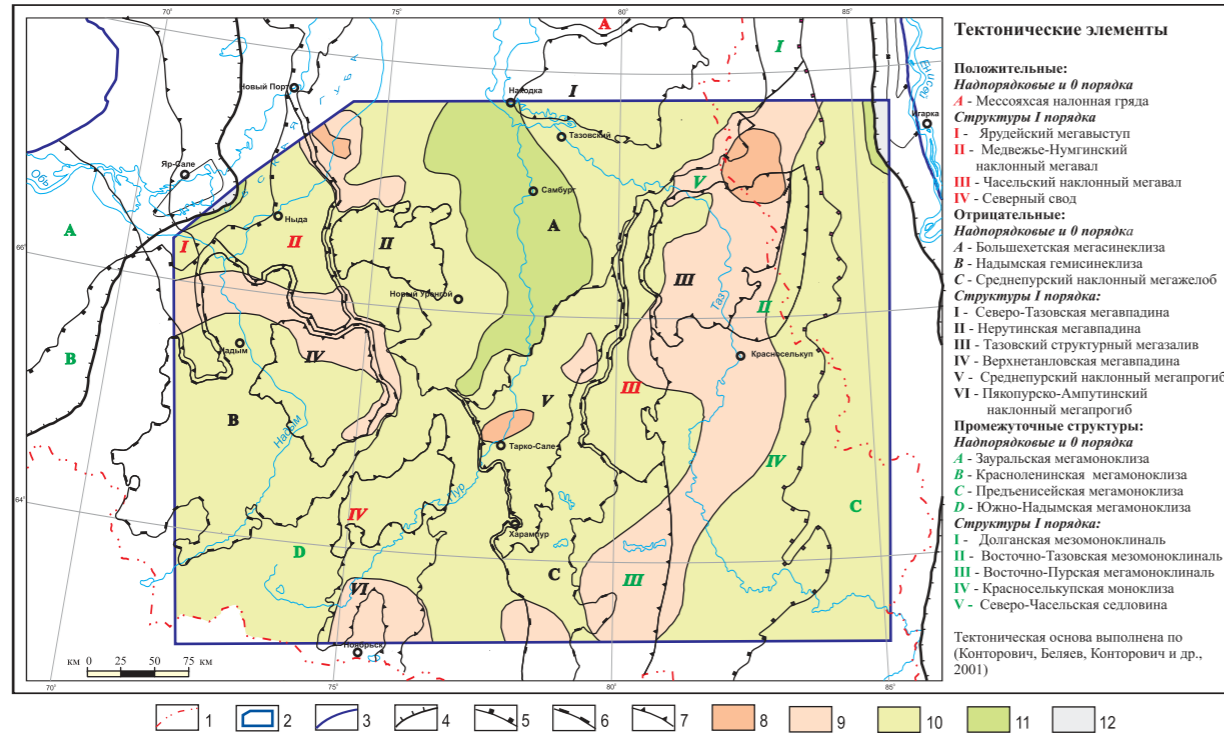


Рис. 5. Карта оценки качества тоарского регионального резервуара Надым-Тазовского междуречья
 1-7 - границы: 1 - административные, 2 - исследуемого региона, 3 - нефтегазоносной провинции; 4 - распространения резервуара, 5 - Внутренней области и Внешнего пояса, 6 - надпорядковых структур и структур 0 порядка; 7 - структур I порядка; 8 - 11 - области различного качества резервуара: 8 - высокого, 9 - среднего, 10 - пониженного, 11 - низкого; 12 - области отсутствия резервуара

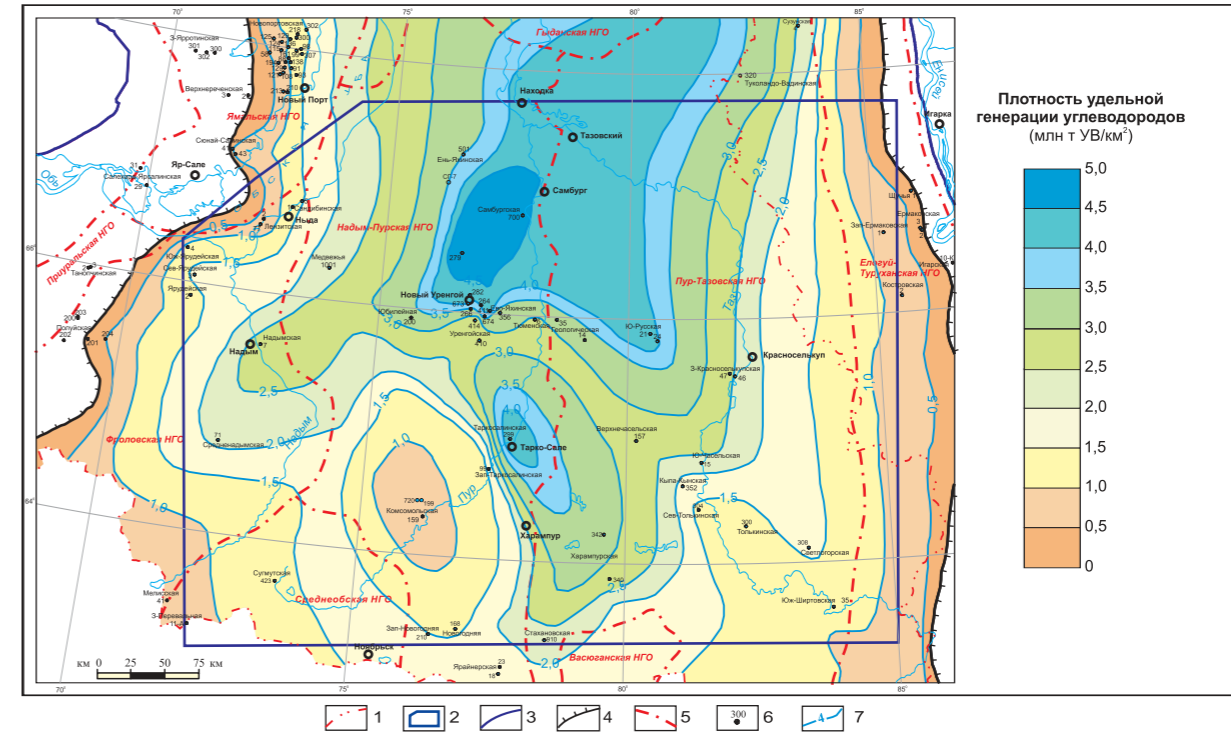


Рис. 6. Карта масштабов генерации суммарных углеводородов нижнеюрских отложений Надым-Тазовского междуречья. Составили: А.Ю. Нехаев, В.И. Москвин
 1-5 - границы: 1 - административные, 2 - исследуемого региона, 3 - нефтегазоносной провинции; 4 - распространения нижнеюрских отложений, 5 - нефтегазоносных областей (НГО); 6 - скважины; 7 - плотность удельной генерации углеводородов (млн т УВ/км²).

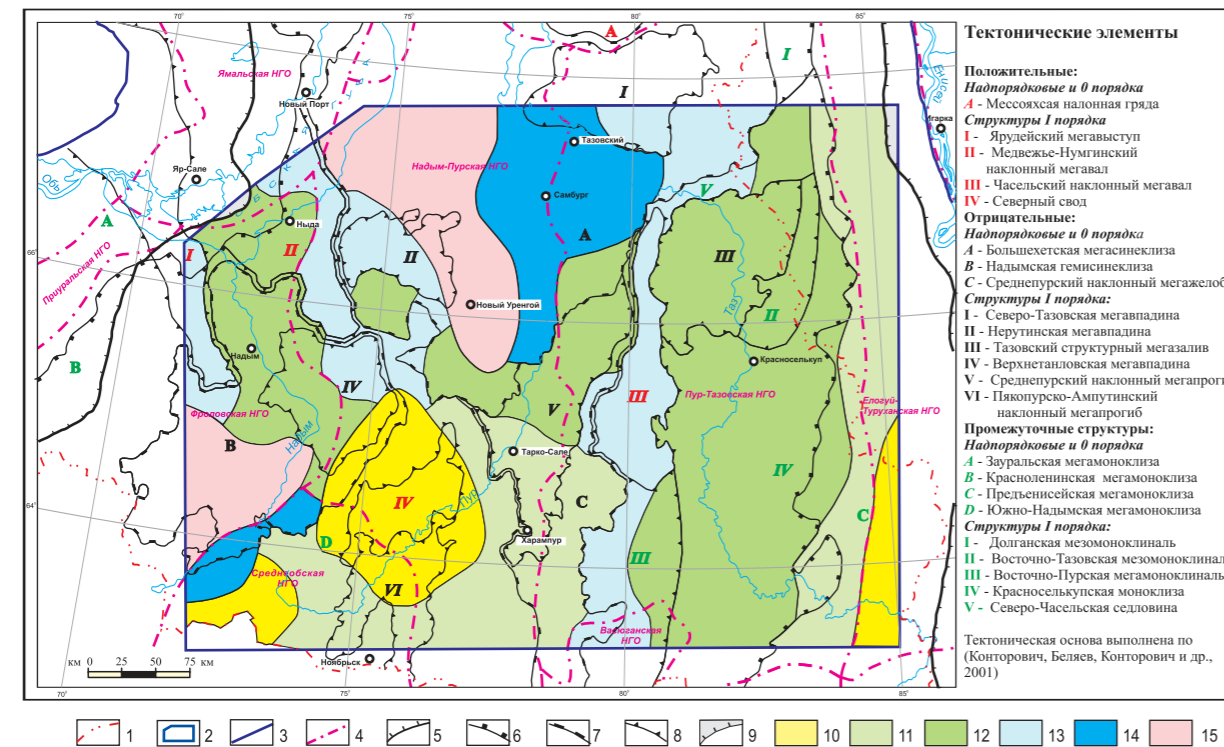


Рис. 7. Карта перспектив нефтегазоносности нижнеюрских отложений Надым-Тазовского междуречья
 Составили: Г.Г. Шемин, А.Ю. Нехаев

1-8 - границы: 1 - административные, 2 - исследуемого региона, 3 - нефтегазоносной провинции, 4 - нефтегазоносных областей, 5 - распространения резервуара, 6 - Внутренней области и Внешнего пояса, 7 - надпорядковых структур и структур 0 порядка, 8 - структур I порядка; 9 - область отсутствия отложений резервуара; 10-14 - категории перспективных земель: 10 - низкоперспективные земли (уд. пл. 1-3 тыс. т УУВ/км²), 11 - земли пониженных перспектив II категории (уд. пл. 3-5 тыс. т УУВ/км²), 12 - земли пониженных перспектив I категории (уд. пл. 5-10 тыс. т УУВ/км²), 13 - среднеперспективные земли II категории (уд. пл. 10-20 тыс. т УУВ/км²), 14 - среднеперспективные земли I категории (уд. пл. 20-30 тыс. т УУВ/км²), 15 - перспективные земли II категории (уд. пл. 30-50 тыс. т УУВ/км²)

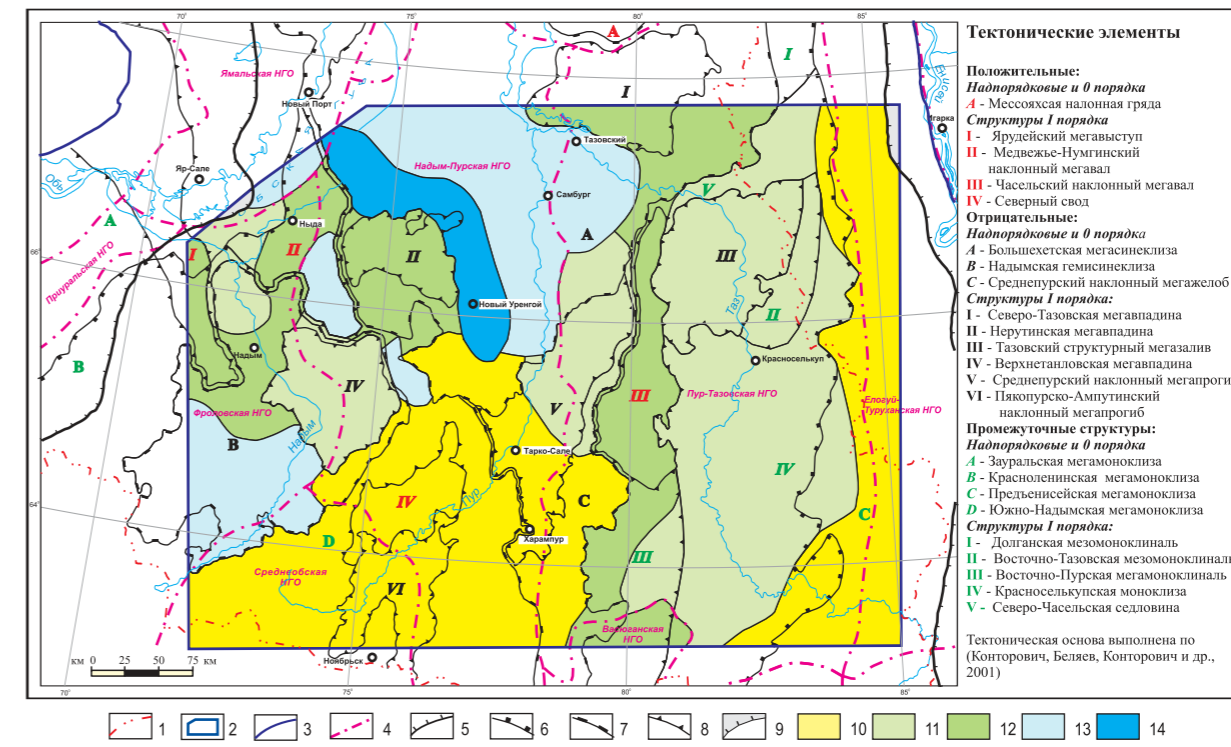


Рис. 8. Карта перспектив нефтегазоносности тоарского регионального резервуара Надым-Тазовского междуречья. Составили: Г.Г. Шемин, А.Ю. Нехаев

1-8 - границы: 1 - административные, 2 - исследуемого региона, 3 - нефтегазоносной провинции, 4 - нефтегазоносных областей, 5 - распространения резервуара, 6 - Внутренней области и Внешнего пояса, 7 - надпорядковых структур и структур 0 порядка, 8 - структур I порядка; 9 - область отсутствия отложений резервуара; 10-14 - категории перспективных земель: 10 - низкоперспективные земли (уд. пл. 1-3 тыс. т УУВ/км²), 11 - земли пониженных перспектив II категории (уд. пл. 3-5 тыс. т УУВ/км²), 12 - земли пониженных перспектив I категории (уд. пл. 5-10 тыс. т УУВ/км²), 13 - среднеперспективные земли II категории (уд. пл. 10-20 тыс. т УУВ/км²), 14 - среднеперспективные земли I категории (уд. пл. 20-30 тыс. т УУВ/км²)