

На правах рукописи

НОВИКОВ Дмитрий Анатольевич

**ГЕОХИМИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ  
НАДЫМ-ТАЗОВСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ**

Специальность 25.00.07 – Гидрогеология

**А В Т О Р Е Ф Е Р А Т**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Томск – 2002

Работа выполнена в Институте геологии нефти и газа СО РАН.

**Научный руководитель:** доктор геолого-минералогических наук,  
профессор, лауреат Госпремии СССР Шварцев С.Л.

**Официальные оппоненты:** доктор геолого-минералогических наук,

профессор А.Р. Курчиков

кандидат геолого-минералогических наук

О.В. Шиганова

**Ведущая организация:** Томское отделение Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья

Защита диссертации состоится 3 декабря 2002 г. в 16 часов в 210 аудитории 1 корпуса ТПУ на заседании диссертационного совета Д212.269.03 при Томском политехническом университете.

Адрес: 634034, г. Томск, пр. Ленина, 30

С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке  
Томского политехнического университета

Автореферат разослан «\_\_\_\_\_» октября 2002 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета, д.г.-м.н.

В.Н. Сальников

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность. Территория Надым-Тазовского междуречья представляет собой уникальную кладовую углеводородного сырья севера Западной Сибири. В ее пределах поисково-разведочными работами к настоящему моменту открыто более 120 месторождений углеводородов, различных по фазовому состоянию. Этаж промышленной нефтегазоносности в разрезе превышает 2,5 км, охватывая отложения от турон-нижнеконьякских до ниже-среднеюрских.

В этой связи приобретает повышенное значение изучение гидрогеологических условий нефтегазоносных структур. При этом одним из важнейших направлений гидрогеологических исследований является изучение химического состава подземных вод и водорастворенных газов, несущих информацию о региональных условиях образования и сохранения месторождений нефти и газа, а также процессах массообмена с окружающими их подземными водами.

На настоящем этапе развития науки уже не подвергается сомнению тот факт, что эволюция состава подземных вод связана главным образом с функционированием системы «вода-порода-газ-органическое вещество». При изучении этой системы подземные воды исследуются, как наиболее динамичный компонент, участвующий во всех геохимических процессах и несущий информацию о всех изменениях, происходящих в ней.

В пределах нефтегазоносных отложений Надым-Тазовского междуречья развит преимущественно элизионный гидрогеологический режим, который в свою очередь связан с влиянием структур Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта, накладывающего определенные особенности на гидрогеологию региона. Все это делает важным изучение гидрогеологии нефтегазоносных отложений Надым-Тазовского междуречья, основные особенности которого в литературе освещены недостаточно.

Цель работы. Исследование гидрогеологии, гидрогеохимии, гидрогеодинамики и геотермии нефтегазоносных отложений Надым-Тазовского междуречья с выявлением основных особенностей вертикальной гидрогеохимической и газовой зональности, основных генетических типов вод и условий их формирования.

Основные задачи: 1) создать базу данных по составу флюидов и результатам испытания скважин территории Надым-Тазовского междуречья; 2) построить комплект электронных карт масштаба 1:500000 по апт-альб-сеноманскому, неокомскому, верхнеюрскому и ниже-среднеюрскому комплексам; 3) исследовать состав подземных вод и водорастворенных газов нефтегазоносных отложений и выявить особенности их вертикальной зональности; 4) определить гидродинамический тип режима и генетические типы подземных вод; 5) установить характер равновесий в системе «вода-порода» и «вода-газ»; 6) выявить ведущие гидрогеохимические и газовые показатели нефтегазоносности; 7) оценить перспективы нефтегазоносности нижнего этажа Надым-Тазовского междуречья по гидрогеологическим показателям.

Исходные данные и методика исследования.

Исходными данными в работе послужили фондовые материалы ОАО «Пурнефтегазгеология», «Ямалнефтегазгеология», «Заполярьегазгеология», «Уренгойнефтегазгеология», «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», «Ямалгеофизика», ДОО «Таркосалинская нефтегазоразведочная экспедиция» и «Таркосалинская тематическая экспедиция», ФГУ «Ямальский территориальный фонд геологической информации».

В работе использованы данные по 196 месторождениям и разведочным площадям Надым-Тазовского междуречья. Проанализированы материалы по результатам испытания 3207 объектов. База фактического материала по флюидам представлена 2910 анализами пластовых вод, 753 анализами водорастворенных газов, 1453 анализами свободных газов залежей, 365 анализами нефтей.

Исследование химического и газового состава подземных вод и их типизация проводились по гидрогеологическим наборам признаков (количественные и качественные показатели макро- и микрокомпонентного состава вод, термобарические и геологические признаки их распространения) и осуществлялось с помощью методов математической статистики. Для решения поставленных в работе задач применяются сравнительные, комплексные и регионально-гидрогеологические подходы а также принципы выдвину-тые С.Л.Шварцевым по геологической эволюции и самоорганизации системы вода-порода.

Для хранения и обработки информации использовались средства пакетов про-грамм Paradox, Excel, Access, Statistica; для картографической обработки информации широко применялись пакеты программ: Surfer, MapInfo, Photoshop, CorelDRAW, ArcView GIS 3.2a. Гидрогеологические расчеты и моделирование осуществлялись с по-мощью разработанного д.г.-м.н. М.Б. Букаты (1999) программного комплекса (ПК) HydroGeo, учитывающего специфику исследования глубокозалегающих нефтегазоводо-носных горизонтов. Входящая в его состав программа гидрогеохимических расчетов ос-нована на принципе равновесного физико-химического моделирования «по константам стехиометрических уравнений реакций», предложенном в конце 60-х годов В.Н. Озябкиным в России и Г.К. Хелгесоном в США, но, в отличие от большинства по-добных разработок, учитывает неидеальность раствора по методике К.С. Питцера. Ис-пользуемая нами методика позволяет учитывать плотность, общую минерализацию во-ды, газонасыщенность, состав водорастворенных газов, термобарические условия и др. показатели, определять состав и ряд характеристик равновесной фазы по составу раство-рённого газа и воды, или наоборот, состав и другие параметры растворённого газа по со-ставу свободного газа и раствора, а также моделировать эвaziю-инвазию газов при изме-нении давления, температуры или состава раствора.

Научная новизна. На основе большого фактического материала проведено ком-плексное изучение состава подземных вод и водорастворенных газов, геотермии и гид-родинамики нефтегазоносных отложений огромной территории Надым-Тазовского меж-дуречья. Впервые составлен комплект электронных карт общей минерализации, химиче-ского и газового состава подземных вод, коэффициента аномальности пластовых давле-ний, теплового потока, перспектив нефтегазоносности по гидрогеологическим показате-лям и др. масштаба 1:500000 для апт-альб-сеноманского, неокомского, верхнеюрского и ниже-среднеюрского комплексов. В пределах изучаемого региона выявлено доминиро-вание элизионного типа режима над инфильтрационным.

Установлено, что доминирующими во всех комплексах нефтегазоносных отложе-ний являются воды седиментогенного генезиса, местами разбавленные древними ин-фильтрогенными и конденсационными.

Впервые проведены расчеты степени насыщения подземных вода газами и харак-тера физико-химических равновесий между свободными газами залежей и окружающи-ми пластовыми водами, что позволило выявить направленность процессов перераспре-деления газов между углеводородными залежами и пластовыми водами. В пределах эта-лонных месторождений выявлены зоны развития насыщенных и ненасыщенных газами вод, что еще раз подтверждает сложность современного состояния нефтегазоносной сис-темы региона.

С применением усовершенствованной физико-химической методики впервые оце-нена степень равновесия подземных вод нефтегазоносных отложений Надым-Тазовского междуречья с карбонатными и алюмосиликатными минералами. Установлено, что сис-тема вода-порода носит равновесно-неравновесный характер и подземные воды раство-ряют первичные алюмосиликатные минералы на протяжении всей своей геологической

истории, при этом формируются вторичные (аутигенные) минералы, находящиеся в равновесном состоянии с ними. Таким образом, достижению равновесия с первичными алюмосиликатами препятствует непрерывное образование как карбонатных, так и глинистых (аутигенных) минералов.

#### Защищаемые положения:

1) В нефтегазоносных отложениях региона развиты преимущественно седиментогенные и древние инфильтрационные воды, смешанные в различной степени с седиментогенными. Локальным распространением пользуются конденсационные воды;

2) Анализ гидрогеохимии, гидрогеологии и гидрогеодинамики выявил наличие инверсионной гидрогеохимической зональности в регионе, природа которой связана с заменой седиментационных вод на древние инфильтрационные, обусловленные наличием длительных этапов континентальных условий в нижнесреднеюрскую эпоху;

3) Степень насыщения пластовых вод газами носит сложный характер, который отражает механизм взаимодействия между углеводородными залежами и окружающими их пластовыми водами на современном этапе развития нефтегазоносной системы;

4) Система вода-порода носит равновесно-неравновесный характер, что определяет непрерывное геологически длительное растворение первичных алюмосиликатов и образование устойчивых на данном этапе развития системы вторичных (аутигенных) минералов, определяющих избирательное концентрирование в водах одних элементов и рассеивание других.

Практическая значимость и реализация работы. Широкий круг показателей макро-, микрокомпонентного и газового состава подземных вод позволил выявить комплекс ведущих гидрогеологических показателей и провести оценку перспектив нефтегазоносности нижнего этажа Надым-Тазовского междуречья. Уточненный нами комплекс гидрогеологических показателей позволил выделить три категории земель: со средней, максимальной и низкой встречаемостью углеводородных залежей.

Разработанный нами комплекс гидрогеологических критериев прогноза залежей нефти и газа целесообразно использовать при поисково-разведочных работах в пределах северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

К настоящему времени материалы диссертации использовались: при оценке перспектив нефтегазоносности оксфордского регионального резервуара Ямало-Ненецкого АО (Тюменская область) по гидрогеологическим показателям, в рамках договора № 6-01 темы 112 «Литолого-палеогеографические, палеотектонические и геохимические критерии нефтегазоносности юрских отложений севера Западно-Сибирской плиты» (научный руководитель академик А.Э. Конторович) (2001 г); при выполнении гранта ТПУ «Создание численной модели водно-газовых равновесий на примере нефтегазоносных отложений Пур-Тазовского междуречья (Ямало-Ненецкий АО)» (2002 г), при выполнении научного проекта ОИГГМ СО РАН № 1778 «Равновесие в системе «вода-порода-газ» в нефтегазоносных отложениях Западной Сибири»; при оценке перспектив нефтегазоносности ниже-среднеюрских отложений Томской области по результатам водно-газовых равновесий и др.

Апробация работы. Основные результаты исследований по теме диссертации докладывались на научно-практических семинарах кафедры гидрогеологии и инженерной геологии ТПУ (1999-2002), региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России (ТПУ, 2000), региональной научно-практической конференции в Томске (ТНЦ СО РАН, 1998); всероссийском форуме в Дубне (Международный университет «Дубна», 2001), в Зеленограде (2002); всероссийской научной конференции в Томске (ИФПМ СО РАН, ТНЦ СО РАН, 2000), научно-практической в Москве (РАО «Газпром», 2000); межгосударственной конференции на Украине в Ялте и Симфе-

рополе (ТНУ, 2001); на международных научных конференциях, симпозиумах и форумах в Новосибирске (НГУ, 1998, 2000), Томске (ТПУ, 1998-2002; ТНЦ СО РАН, 2000), Москве (МГУ, 2000, 2001; РГТУПС, 2001), международной научно-технической конференции в Томске (ТПУ, 2001),

По теме диссертации опубликовано 30 работ, в том числе в журналах «Известия ВУЗов. Нефть и газ», Геология нефти и газа», «Обской вестник», две приняты в печать.

Объем работы. Диссертация состоит из введения, семи глав и заключения общим объемом 248 страниц, включая 95 рисунков, 19 таблиц и список литературы (более двухсот наименований).

В процессе работы автор пользовался советами и консультациями академика А.Э. Конторовича, докторов геолого-минералогических наук Г.Г. Шемина, Н.М. Рассказова, кандидатов геолого-минералогических наук А.Д. Назарова, И.А. Иванова, В.Г. Иванова, Л.С. Маныловой, А.Н. Фомина, С.П. Кузьмина, А.Л. Бейзеля, Т.Н. Силкиной, кандидатов физико-математических наук М.М. Немировича-Данченко, В.В. Крючковой, Т.М. Степановой из ФГУ «Ямальский территориальный фонд геологической информации», сотрудника лаборатории геологии нефти и газа ТФ ИГНГ СО РАН Г.И. Резяпова, сотрудницы лаборатории гидрогеохимии и геоэкологии Е.А. Жуковской, сотрудников кафедры гидрогеологии и инженерной геологии ТПУ, сотрудников геологических отделов ОАО «Пурнефтегазгеология», «Уренгойнефтегазгеология», «Ямалгеофизика», ДОО «Таркосалинская нефтегазоразведочная экспедиция» и «Таркосалинская тематическая экспедиция»,. Всем этим лицам автор выражает свою искреннюю благодарность.

Особую признательность хочется выразить научному руководителю доктору геолого-минералогических наук, профессору С.Л. Шварцеву за постоянное внимание, интересное обсуждение результатов исследований, ценные советы и замечания при написании данной работы; доктору геолого-минералогических наук, профессору М.Б. Букаты, разработчику программного комплекса HydroGeo, за плодотворное обсуждение результатов термодинамических расчетов в системе «вода-порода-газ».

## **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

### **Глава 1. Состояние изученности проблемы и характеристика фактического материала**

С 1948 г в Западно-Сибирском артезианском бассейне ведутся систематические гидрогеологические исследования, направленные на выявление показателей нефтегазонасности и прогноз перспективности земель бассейна. Наиболее ранние исследования в этом направлении связаны с именами М.С. Гуревича и Н.Н. Ростовцева. В дальнейшем гидрогеологию Западной Сибири в разные годы изучали О.В. Равдоникас, Н.М. Кругликов, В.А. Кротова, В.Б. Торгованова, А.А. Розин, С.Б. Вагин, А.А. Карцев, Л.М. Зорькин, Б.П. Ставицкий, И.И. Нестеров, Н.М. Богомяков, В.А. Нуднер, Г.А. Толстикова, Л.Г. Учителева, А.Э. Конторович, Ю.Г. Зимин, В.М. Матусевич, С.Л. Шварцев, А.Д. Назаров, Н.Ф. Чистякова, Р.Г. Прокопьева, А.В. Рыльков, С.А. Рыльков и другие. Подземные воды нефтегазонасных отложений Надым-Тазовского междуречья исследовали Б.П. Ставицкий, Н.М. Кругликов, В.М. Матусевич, Н.Ф. Чистякова, Р.Г. Прокопьева, С.А. Рыльков, А.В. Рыльков, и многие другие.

В результате этих работ к настоящему моменту в Западной Сибири выявлены общие черты гидрогеологического строения и стратификации разреза нефтегазонасных отложений, выделены основные водоупорные и водоносные комплексы, выяснены черты вертикальной и латеральной зональности макро-, микрокомпонентного и газового состава подземных вод, особенности формирования их ионно-солевого состава и подземных

вод нефтяных и газовых месторождений, выделен основной комплекс региональных, зональных и локальных гидрогеологических показателей прогноза нефтегазоносности.

В настоящее время ведутся исследования направленные на решение фундаментальной проблемы – установления характера равновесия в системе «вода-порода-газ-органическое вещество» с применением методов термодинамики и физикохимии.

Однако следует отметить, что в деталях весь круг перечисленных вопросов для территории Надым-Тазовского междуречья требует дальнейшего изучения и глубокой теоретической проработки с применением новейших методов электронной обработки информации на ЭВМ и основываться на обширном фактическом материале, появившемся в последние десятилетия в связи с поисково-разведочными работами на нефть и газ.

## **Глава 2. Геологическое строение и нефтегазоносность региона**

В главе рассмотрены основные черты геологического и тектонического строения и нефтегазоносность территории. Согласно В.А. Каштанову и др. (1992, 1993, 1995) в междуречье Пура и Таза в под мощной толщей терригенных осадкой мезозойско-кайнозойского чехла (3-5 км) залегают слабодислоцированные слои плитного комплекса палеозойского и докембрийского возраста, преимущественно карбонатного и терригенно-карбонатного состава. Установлено, что в рассматриваемой части фундамента имеются два блока, условно названных Восточным и Западным, разделенных относительно узким (30 км) и неглубоким (0,4 км) Среднепурским мегапрогибом, раскрывающимся к северу в крупнейшую Уренгойскую синеклизу.

Геологический разрез Надым-Тазовского междуречья представлен тремя структурно-тектоническими этажами: нижним, промежуточным и верхним (Сурков, Жеро, 1981; Сурков, 1986; Иващенко, 1996; Сурков и др., 2001 и др.). Нижний этаж – складчатый фундамент, сформировавшийся в палеозойское и допалеозойское время, соответствует геосинклинальному этапу развития. Промежуточный структурный этаж, формирование которого происходило в погруженных частях фундамента, сопоставляется с отложениями пермо-триасового возраста, характеризует собой парагеосинклинальный этап в истории развития плиты. Верхний структурно-тектонический этаж сложен мощной толщей мезозойских и кайнозойских образований, накопившихся в условиях длительного и стабильного прогибания фундамента.

В соответствии с тектонической картой осадочного чехла северной части Западно-Сибирской плиты, составленной в ИГНГ СО РАН под руководством академика А.Э. Конторовича в 1997 г, в пределах междуречья выявлено 24 структуры первого порядка, 11 структур связи и 44 структуры второго порядка.

На территории Надым-Тазовского междуречья выделены: Надым-Пурская, Пур-Тазовская, Среднеобская, Васюганская и Пайдугинская нефтегазоносные области. Всего в исследуемом регионе на 1.01.2001 г. открыто более 120 месторождений различных по фазовому составу (Билокурий и др., 2001).

## **Глава 3. Гидрогеологическое строение региона**

В соответствии с принятой гидрогеологической стратификацией (Гидрогеология..., 1970; Кругликов и др., 1985; Рудкевич и др., 1988) в разрезе нижнего гидрогеологического этажа Надым-Тазовского междуречья выделяются: апт-альб-сеноманский, неокомский, верхнеюрский, нижнесреднеюрский и доюрский гидрогеологические комплексы.

*Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс* приурочен к отложениям пурской свиты (пласты группы ПК). Крупные или уникальные газовые залежи приурочены к пласту ПК<sub>1</sub> (сеноман). Водообильность пород комплекса различна и зависит от

содержания глинистых пород в разрезе и характера песчаников, но почти повсеместно она высока, дебиты скважин в зависимости от диаметра штуцера составляют от единиц до сотен м<sup>3</sup>/сут. *Неокомский гидрогеологический комплекс* включает проницаемые пласты группы А и группы Б, приуроченные к отложениям тангаловской, сортымской свит и их возрастных аналогов. Пористость и проницаемость водоносных горизонтов заметно ниже, чем у вышележающего комплекса. Водообильность пород имеет пестрый характер, дебиты скважин составляют от единиц до сотни м<sup>3</sup>/сут, составляя в среднем 36 м<sup>3</sup>/сут. *Верхнеюрский гидрогеологический комплекс* приурочен к песчано-алевритовым породам мелководно- и прибрежно-морских фаций и представлен отложениями васюганской, сиговской свит и их возрастными аналогами. В пределах оксфордского регионального резервуара выделяются четыре основных песчаных пласта (сверху - вниз): Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>. Минерализация подземных вод комплекса меняется от 3 до 64 г/л. *Нижне-среднеюрский гидрогеологический комплекс* представлен отложениями тюменской, котухтинской, ягельной и береговой свит. Выявлена сильная изменчивость коллекторских свойств не только в региональном плане, но и на небольших участках разведочных площадей и месторождений. Комплекс характеризуется довольно низкими коллекторскими свойствами, что и обуславливает низкие дебиты скважин. *Доюрский гидрогеологический комплекс* изучен слабо. Единичные скважины, вскрывшие его отложения на разведочных площадях и месторождениях, указывают на то, что породы здесь в значительной степени консолидированы и утратили свою первоначальную пористость и проницаемость. Поэтому гидрогеологическая структура комплекса тесным образом связана с вторичной трещиноватостью, кавернозностью и выщелачиванием, т.е. для нее характерна водонапорная система трещинных и трещинно-жильных вод с очень сложной гидравлической взаимосвязью. Низкие коллекторские свойства доюрских пород, как правило, не дают притоков пластового флюида. В отдельных случаях притоки воды не превышают 5-10 м<sup>3</sup>/сут.

Основной *гидродинамической* особенностью этой части Западно-Сибирского мегабассейна является широкое развитие на глубинах 2,8-6,0 км аномально высоких пластовых давлений (АВПД) как в юрских гидрогеологических комплексах, так и в вышележащих горизонтах, вплоть до неокомских.

В работе описано распространение зон давлений от аномально низких до аномально высоких, занимающих значительные площади. Пониженные давления в пределах апт-альб-сеноманского и неокомского гидрогеологических комплексов связываются нами с наличием в их разрезе уникальных и крупных по запасам газовых и газоконденсатных залежей, особенно в сеномане. Случаи повышенных и аномально высоких давлений в их пределах трактуются в работе, как признак высокой степени закрытости недр, характеризующий элизионный тип гидрогеологической системы.

Особенно широко зоны АВПД развиты в юрских водоносных комплексах. Они доминируют в западных и центральных районах в верхнеюрских отложениях и в центральных и северных районах нижне-среднеюрских.

Установлено, что комплексы гидродинамически изолированы друг от друга мощными флюидоупорами. Их изолированность нарушается лишь на локальных участках, где развиты системы многочисленных разломов и тектонических нарушений или литологические окна. При этом даже в пределах отдельных комплексов гидродинамические условия довольно изменчивы и позволяют выделять гидродинамически обособленные друг от друга блоки и участки.

*Геотермические исследования* разреза Надым-Газовского междуречья проводились по точечным замерам пластовых температур и результатам термометрии, произведенной в скважинах. Пластовая температура в пределах нижнего гидрогеологического



этажа изменяется в широком диапазоне от 8 до 151,5 °С. Разброс температур от 5 до 25 °С в пределах одного интервала связан в первую очередь с величиной теплового потока, характером тектонической структуры, интенсивностью развития дизъюнктивной тектоники, характером насыщения коллектора и многих других факторов. Дифференциация теплового поля в одних случаях носит чёткий характер (структуры и даже их участки резко различаются по величине геотермического градиента), в других – нечёткий (геотермические условия близки и различаются в деталях). Анализ геотермических условий показал, что количество углеводородных залежей с ростом температур до 70-100 °С увеличивается, затем с дальнейшим ростом температуры и глубины залегания проницаемых пластов резко сокращается. Вероятно это обусловлено уменьшением площади распространения продуктивных отложений с глубиной и значительным снижением доли органического вещества.

#### Глава 4. Геохимия подземных вод

Подземные воды региона представляют собой сложные химические растворы, содержащие ионы (макро- и микрокомпоненты), разнообразные газы, органические вещества, неорганические и металлоорганические комплексы.

В разрезе нижнего гидрогеологического этажа Надым-Тазовского междуречья выделяется два основных типа подземных вод (по С.А. Щукареву): хлоридный натриевый и хлоридно-гидрокарбонатный натриевый. В первом типе нами дополнительно выделена разновидность с повышенным содержанием кальция (>10 мг-экв.%) (табл. 1).

Построенные в работе карты показывают, что величина общей минерализации подземных вод значительно меняется с глубиной и по площади региона. Так, в пределах *апт-альб-сеноманского* комплекса она варьирует от 2 до 26 г/л и значительно понижается в восточном направлении с 16-24 до 2-4 г/л. В границах *неокомского* комплекса она изменяется от 2 до 44 г/л и формирует сложную мозаичную картину. Участки распространения вод пониженной минерализации локализованы преимущественно в глубокопогруженных (3,2-3,5 км) частях Надымской мегавпадины и Среднепурского мегапрогиба. В пределах верхнеюрского комплекса прослеживается тенденция ее уменьшения с 20-22 г/л до 4-6 г/л по мере приближения к границе глинизации оксфордского регионального резервуара на севере и северо-западе региона и по мере опесчанивания разреза в восточных районах междуречья. Минерализация подземных вод ниже-среднеюрских отложений составляет 2-53 г/л и уменьшается в северном и северо-восточном направлениях с 25-35 (центральные районы) до 5-10 г/л.

В работе рассмотрено поведение ведущих химических элементов. Установлено, что их содержания растут с глубиной вплоть до верхней юры, за исключением кальция, максимальные содержания которого отмечены в неокомском комплексе (рис. 1). Ниже, в ниже-среднеюрских отложениях происходит понижение концентраций основных элементов. Это связано со сменой генетического типа вод с седиментационного (верхнеюрский) на древний инфильтрационный, смешанный в различной степени с седиментационными (ниже-среднеюрский). Для группы щелочных и щелочноземельных элементов наблюдается практически идентичное поведение по характеру накопления в водоносных горизонтах. Содержания калия плавно увеличиваются с 10-50 мг/л в *апт-альб-сеноманском* комплексе до 200-400 мг/л в верхнеюрском, а натрия в ещё большей степени с 5 до 15-20 г/л. В ниже-среднеюрском комплексе содержания калия варьируют в широком интервале от 50 до 800 мг/л, а натрия от 2 до г/л. Магний растет с глубиной незначительно, и поле его колебаний составляет от 50-100 мг/л, в *апт-альб-сеноманском* комплексе, до 200-300 мг/л в верхнеюрском и 20-180 в ниже-среднеюрском. Более сложно ведёт себя кальций, максимальные концентрации которого, как отмечалось вы-

ше, приурочены к водам неокомского комплекса, где они достигают до 3 г/л, что обусловлено относительно низкими значениями рН этих вод.

**Таблица 1. Гидрогеологическая характеристика водоносных комплексов**

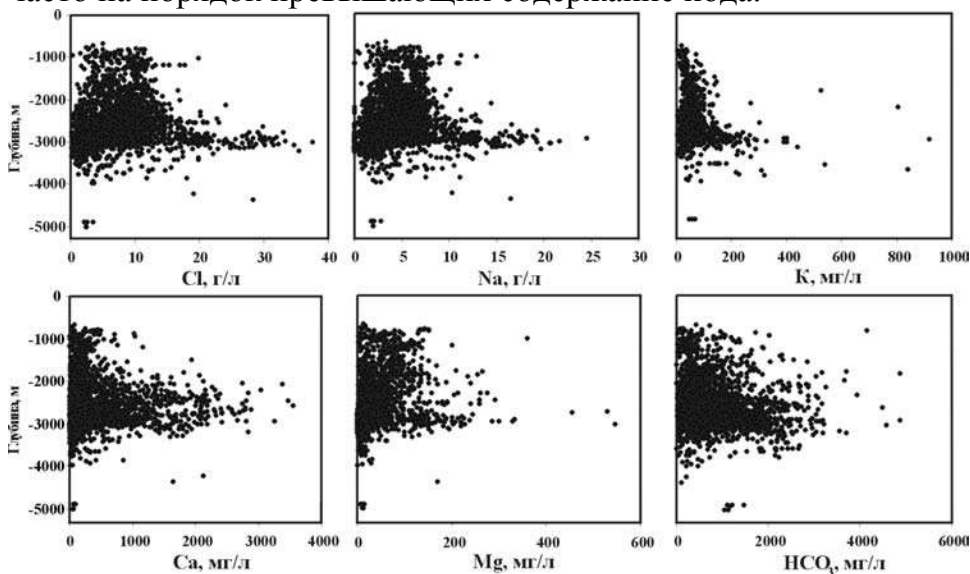
Показатели	Ед. измерения	Гидрогеологические комплексы			
		Апт-альб-сеноманский	Неокомский	Верхнеюрский	Нижне-среднеюрский
Свита	-	покурская	тангаловская, сортымская и их возрастные аналоги	яновстанская, васюганская и их возрастные аналоги	тюменская, котухтинская, ягельная, береговая
Пласт	-	ПК <sub>1-24</sub>	АП <sub>7-11</sub> , БП <sub>1-24</sub> , БТ <sub>0-16</sub> , БУ <sub>8-18</sub> , БВ <sub>0-12</sub> , БС <sub>7-10</sub> , АЧ <sub>1-4</sub> и др.	Ю <sub>1</sub>	Ю <sub>2-23</sub>
Мощность	м	800-1350	900-1450	50-500	800-2200
Тпл.	°С	15-75	50-107	70-114	81-146
Рпл.	МПа	4-23	10-42	24-46	19-94
Рпл/Ру.гидр.	-	0,72-1,18	0,85-1,41	0,89-1,47	0,95-1,72
Солевой состав вод (по С.А. Щукареву)	-	Cl-Na, Cl-HCO <sub>3</sub> -Na	Cl-Na, Cl-Na-Ca, Cl-HCO <sub>3</sub> -Na	Cl-Na, Cl-Na-Ca, Cl-HCO <sub>3</sub> -Na	Cl-Na, Cl-HCO <sub>3</sub> -Na
Средний химический состав подземных вод					
рН	-	7,6	7,5	7,5	7,9
М (среднее)	г/л	2-26 (13,9)	2-44 (11,7)	3-64 (22,8)	2-53 (15,5)
Са	мг/л	271	410	638	306
Mg	“	65	27	73	33
Na+К	“	5034	4028	7881	5494
NH <sub>4</sub>	“	20,6	18,2	34,0	22,7
Cl	“	7987	6336	12891	8405
SO <sub>4</sub>	“	22	42	42	82
HCO <sub>3</sub>	“	615	875	920	1101
В	“	9,8	15,0	12,7	6,7
Br	“	34,9	27,9	40,1	27,5
I	“	9,6	7,0	3,6	3,4
SiO <sub>2</sub>	“	17,3	32,6	24,3	32,4
rNa/rCl	-	0,70-1,35	0,58-1,70	0,84-1,93	0,90-1,44
Cl/Br	-	145-430	145-800	148-665	150-400
Г	л/л	0,3-3,0	0,3-5,4	0,5-3,6	0,9-5,7
Тип ВРГ	-	метановые	метановые	метановые	метановые
Число анализов	-	433	1969	322	186

С глубиной отмечен рост концентрации хлора – основного аниона формирующего общую минерализацию и облик подземных вод. Довольно интересным является распределение в разрезе нижнего гидрогеологического этажа гидрокарбонат-иона. Его максимальные концентрации составляют около 4 г/л. В данном случае мы можем говорить о проявлении конденсационного типа вод, формирование которого проходит в результате влияния преобразованных продуктов седиментации (рассеянного органического вещества, превращенного в углеводороды) (Карцев, Никаноров, 1983).

В работе проведен анализ распространения *традиционных микрокомпонентов*, таких как иод, аммоний, бром и бор. Отмечено, что они в большей своей части являются продуктами преобразования органического вещества, поэтому воды верхнеюрских отложений обогащены ими в наибольшей степени.

Установлено, что их высокие концентрации приурочены в разрезе нижнего гидрогеологического этажа к приконтурным водам углеводородных залежей многочисленных месторождений. Результаты исследований показали, что содержания иода варьируют от 0,5 до 59,3 мг/л, а его высокие концентрации (более 10 мг/л) встречаются в районах, где сохранились преимущественно седиментогенные воды. Содержания аммония составля-

ют от 1 до 450 мг/л. Бром встречается в подземных водах в значительных количествах, часто на порядок превышающих содержание иода.



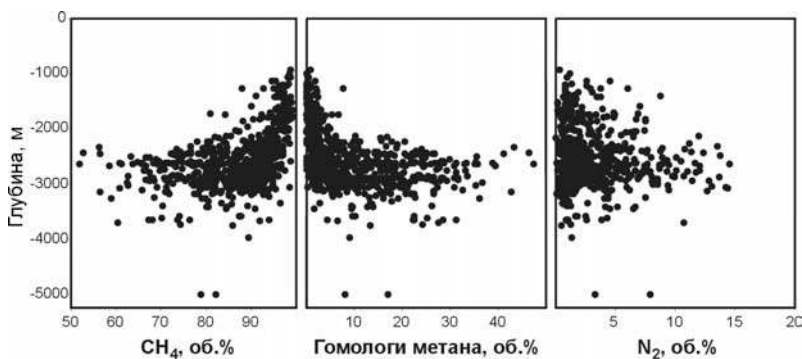
Его наибольшие концентрации выявлены в водах верхнеюрского комплекса, далее, вниз по разрезу содержания падают. Концентрации бора в подземных водах составляют от 0,1 до 90,6 мг/л и его наибольшие содержания приурочены к обогащенным органическим веществом отложениям.

Рис. 1. Зависимость содержаний ведущих химических элементов в подземных водах от глубины их залегания в пределах Надым-Тазовского междуречья.

Газонасыщенность подземных вод в пределах нижнего этажа ведет себя неодинаково и может меняться в пределах одного пласта в два и более раз.

При этом сохраняется общая тенденция ее увеличения с глубиной от 0,3-3,0 л/л в апт-альб-сеноманском до 0,9-5,7 в ниже-среднеюрском комплексе (табл. 1).

В пределах нижнего гидрогеологического этажа Надым-Тазовского междуречья повсеместно развиты метановые воды с содержанием метана в среднем от 95,5 об.% в апт-альб-сеноманском комплексе до 83,3 об.% в ниже-среднеюрском (рис. 2). Происходит снижение его концентраций по мере погружения водоносных горизонтов. С глубиной происходит рост содержаний гомологов метана от 1,3 об.% в апт-альб-сеноманском до 11,7 об.% в ниже-среднеюрском комплексе. Отмечается также рост содержаний углекислого газа и одновременное понижение отношения суммы тяжелых углеводородов к азоту от 96 в апт-альб-сеноманском комплексе до 52 в ниже-среднеюрском.



Содержание азота не превышает 15 об.%, углекислого газа – 4 об.%, водорода – 6 об.%, гелия – 0,14 об.% и аргона – 0,19 об.% соответственно.

Рис. 2. Зависимость состава водорастворенных газов от глубины залегания водоносных комплексов в пределах Надым-Тазовского междуречья.

Изучение химического состава подземных вод позволило исследовать латеральную и вертикальную зональность подземных вод в пределах Надым-Тазовского междуречья. Установлен инверсионный тип гидрогеохимической зональности, при этом на юге региона инверсия развита в меньшей степени чем на севере (рис. 3).

Согласно взглядам В.М. Матусевича, О.В. Бакуева (1986) и В.М. Матусевича, И.Н. Ушатинского (1998) территория Надым-Тазовского междуречья находится в зоне сочленения инфильтрационной и элизионной водонапорных систем. По их мнению на востоке региона преобладает инфильтрационная водонапорная система, где общая минерализация закономерно возрастает с глубиной, т.е. наблюдается нормальная вертикаль-

ная гидрогеохимическая зональность. Западные районы они относят к элизионной литостатической системе, где прослеживается инверсионная вертикальная гидрогеохимическая зональность. На сочленении инфильтрационной и элизионной литостатической авторы выделяют элизионную геодинамическую водонапорной систему, связанную с особенностями геодинамического развития рифтовых зон.

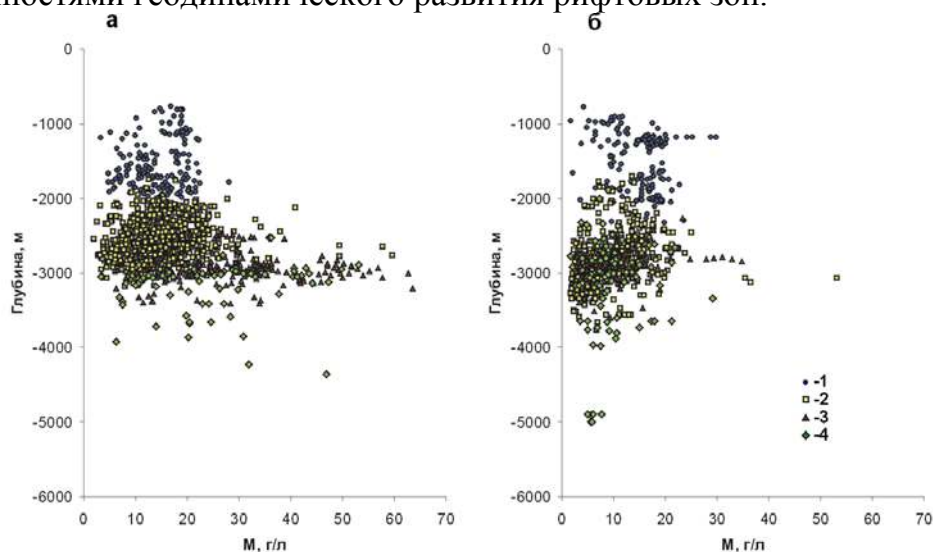


Рис. 3. Зависимость минерализации подземных вод от глубины залегания водоносных горизонтов в пределах южных (а) и северных (б) районов Надым-Тазовского междуречья.

Комплексы: 1 – апт-альб-сеноманский, 2 – неокомский, 3 – верхнеюрский, 4 – нижне-среднеюрский

Тазовского и Заполярного нефтегазоконденсатных месторождений свойственно уменьшение минерализации и основных макро- и микрокомпонентов вниз по разрезу. Иная картина наблюдается в разрезах Губкинского и Комсомольского нефтегазоконденсатных месторождений, где минерализация, а также содержание макро- и микрокомпонентов вод сначала уменьшаются вниз по разрезу, а затем начиная с верхнеюрско-нижневаланжинского флюидоупора резко возрастают, снижаясь затем в отложениях нижней и средней юры. Более сложный тип гидрогеохимического разреза отмечен на Медвежьем газоконденсатном месторождении, где наряду с гидрогеохимической инверсией встречены слабые рассолы с минерализацией 35-37 г/л (низы неокома), имеющие локальное развитие, но тем не менее осложняющие картину вертикальной зональности. Гидрогеохимический разрез группы месторождений, приуроченных к структурам Харампурского мегавала, показывает признаки наличия нормальной гидрогеохимической зональности вплоть до верхнеюрского комплекса, затем, в отложениях нижне-среднеюрского комплекса происходит инверсия состава подземных вод.

Характер изменения гидрогеохимических коэффициентов с глубиной ( $rNa/rCl$ ,  $Cl/Br$ ) подтверждает отмеченные особенности. Рассматривая регион более дифференцированно, можно констатировать, что в южных и юго-восточных его районах инверсия развита в меньшей степени, а в пределах Надымской мегавпадины и на севере территории – инверсия более четко выражена. В целом пестрота состава подземных вод, наблюдаемая в низах осадочного чехла, уменьшается вверх по разрезу, и в апт-альб-сеноманском комплексе происходит существенное выравнивание общей минерализации подземных вод.

Отмеченные гидрогеохимические особенности региона связаны в первую очередь с его палеогидрогеологическими условиями, присутствием в пределах нижнего этажа

По результатам наших исследований установлено, что в южной части региона характерно увеличение минерализации и содержания отдельных макро- и микрокомпонентов вниз по разрезу, включая воды верхнеюрского комплекса, а на севере региона встречены примеры всех типов гидрогеохимической зональности. Так, районам Уренгойского, Та-

разных генетических типов подземных вод и постседиментационными процессами в системе вода-порода-газ-органическое вещество. В работе установлено, что в пределах структур Надым-Тазовского междуречья вертикальная гидрогеохимическая зональность носит сложный, местами мозаичный характер. В пределах одних структур отмечен рост минерализации и основных макро- и микрокомпонентов с глубиной, а в пределах других их снижение. При этом наличие в осадочном чехле близ углеводородных залежей конденсационных вод еще больше усложняет восприятие полученной картины.

### Глава 5. Равновесие в системе «вода-порода-газ»

Впервые комплексное решение научной проблемы равновесий в системе вода-порода-газ-органическое вещество было начато в Томской научной гидрогеохимической школе профессорами С.Л. Шварцевым и М.Б. Букаты.

**Система вода-газ** является довольно сложной, что объясняется её многокомпонентностью и разнонаправленностью протекающих в ней процессов. Это обстоятельство делает проблематичным использование ранее применявшихся методов расчёта степени насыщения пластовых вод газами. В связи с этим нами использовалась методика М.Б. Букаты, реализованная в составе программного комплекса HydrGeo (Букаты, 1992, 1999).

Расчет коэффициента насыщения подземных вод газами ( $K_2$ ) проводился на многочисленном ряде залежей Етыпуровского, Южно-Удмуртского, Харампурского, Западно-Таркосалинского, Усть-Харампурского, Губкинского и Восточно-Таркосалинского месторождений. Проведённые детальные расчёты показали, что насыщение подземных вод газами продуктивной толщи нижнего гидрогеологического этажа Надым-Тазовского междуречья носит сложный и неодинаковый характер.

Установлено наличие в разрезе эталонных месторождений пластовых вод с различной степенью насыщения их газами от ненасыщенных до насыщенных. Выявлена прямая зависимость между степенью насыщения пластовых вод газами и фазовым составом залежей. К зоне развития значений  $K_2$  от 0,8 до 1,0 приурочены основные газовые и газоконденсатные залежи, а к менее насыщенным водам – нефтяные (рис. 4). Обнаружена четкая зависимость между степенью насыщения пластовых вод газами и их общей газонасыщенностью.

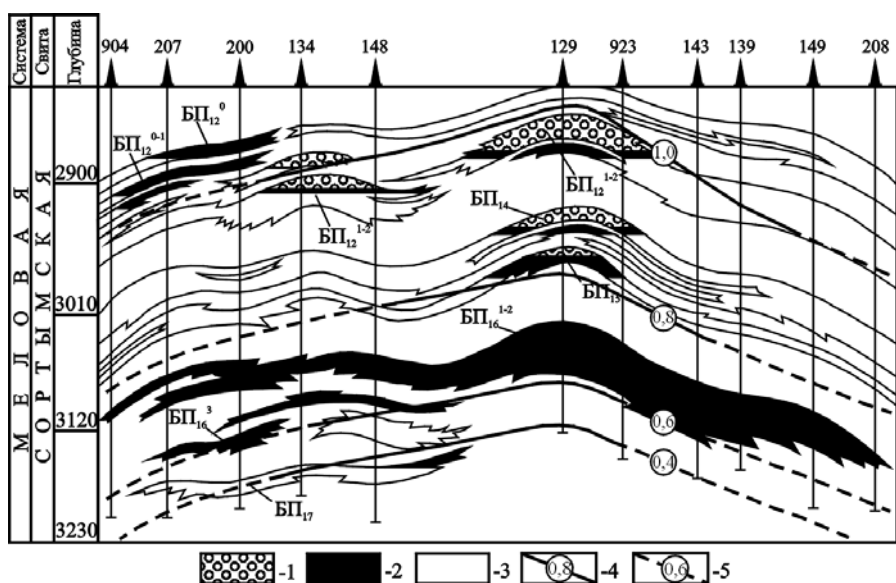


Рис.4. Степень насыщения подземных вод газами продуктивной толщи неокомского гидрогеологического комплекса Восточно-Таркосалинского нефтегазоконденсатного месторождения (по значениям  $K_2$ )

Залежи: 1 – газоконденсатная, 2 – нефтяная; 3 – пластовые воды; Изолинии значений  $K_2$ : 4 – достоверные, 5 – предполагаемые.

на четкая зависимость между степенью насыщения пластовых вод газами и их общей газонасыщенностью. В пределах апт-альб-сеноманского и юрских комплексов выявлена также зависимость между величиной  $K_2$  и общей минерализацией подземных вод, а в отложениях юры – связь  $K_2$  с глубиной залегания пластов: по мере погружения последних степень насыщения подземных вод газами непрерывно растет.

В работе также рассмотрен характер физико-химических равновесий в системе вода-газ, представ-

ляющий собой отношение величин индивидуальных фугитивностей газов, рассчитанных в системах залежь-подземные воды и подземные воды-залежь. Анализ полученных результатов показал, что изученные газовые залежи находятся преимущественно в нестабильном положении по отношению к вмещающим их водам. Установлено, что характер физико-химических равновесий в пределах продуктивной толщи достаточно сложен и неодинаков. На многочисленном ряде залежей идет процесс их фазового переформирования с преимущественно газовых в газонефтяные и нефтяные.

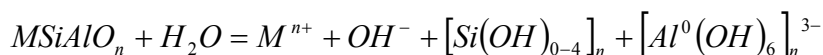
**Проблема равновесия подземных вод с минералами вмещающих пород** представляет собой один из фундаментальных вопросов геохимии. Она, хотя и поставлена давно, но с физико-химических и термодинамических позиций до работ Р.М. Гаррелса и Ч.Л. Крайста (1968) реально не изучалась. Изучением данного вопроса на принципах локального равновесия занимались Дж. Драйвер, В.П. Зверев, С.А. Кашик, Х.К. Хельгесон, И. Тарди, Т. Пачес, И.К. Карпов, А.Б. Булах и др. При этом, развитие идей о равновесно-неравновесном состоянии подземных вод с основными породообразующими минералами нашло отражение в работах С.Л. Шварцева и М.Б. Букаты.

Расчеты по изучению равновесий подземных вод с карбонатными и алюмосиликатными минералами проводились на основе данных о составе пластовых вод и термобарических условиях нефтегазоносных отложений верхнеюрского и нижнесреднеюрского гидрогеологического комплекса Надым-Тазовского междуречья.

Взаимодействие пластовых вод с карбонатными минералами (кальцитом и доломитом) происходит на основе реакции растворения и описывается уравнением:  

$$MCO_3 + H^+ = M^{2+} + HCO_3^-$$

Механизм инконгруэнтного растворения алюмосиликатных минералов, связанный главным образом с явлением гидролиза, можно, согласно У.Д. Келлеру, записать в виде уравнения:



или  $Al(OH_3) + (M, H)Al^0SiAl^tO_n$ , где  $n$  относится к неопределенным атомным отношениям,  $o$  и  $t$  - соответственно к октаэдрическим и тетраэдрическим координациям;  $M$  обозначает металлические катионы; последний член реакции  $(M, H)Al^0SiAl^tO_n$  включает три возможные вещества: глинистый минерал, цеолит и силикатные обломки.

**Изучение равновесий карбонатных минералов с подземными водами** помимо информации об эволюции состава пластовых вод имеет важное значение при оценке проницаемых свойств продуктивных коллекторов, их изменении в процессе эксплуатации залежей при функционировании систем поддержания пластового давления.

Анализ диаграмм степени насыщения вод относительно кальцита и доломита показывает, что при температуре 25°C лишь небольшая группа точек раствора располагается ниже линии насыщения и характеризует условия нахождения компонентов в растворе. При пластовых температурах изменяющихся от 80 до 100°C практически все воды верхнеюрского и ниже-среднеюрского комплекса пересыщены относительно кальцита и доломита, и способны высаживать их в виде вторичной минеральной фазы. Вследствие того, что с увеличением температуры растворимость кальцита уменьшается, мы наблюдаем наибольшую степень насыщения вод ниже-среднеюрского комплекса этим минералом (рис. 5.а). Аналогичное положение можно отметить и в случае с доломитом (рис. 5.б). Одним из ведущих факторов вторичного карбонатообразования является неравновесное состояние пластовых вод с первичными алюмосиликатными минералами (Шварцев, 1996), поскольку, алюмосиликаты, несмотря на низкую растворимость, в благоприятных условиях обеспечивают подземные воды солями в таком количестве, которое при-

водит к их выпадению из раствора и образованию вторичных карбонатов (Шварцев, 1998).

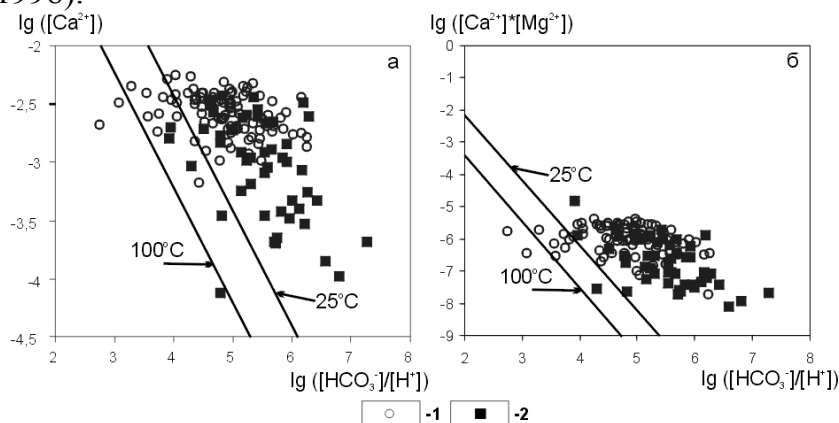


Рис. 5. Диаграмма степени насыщения вод кальцитом (а) и доломитом (б) при 100 °С с нанесением данных по составу подземных вод: 1 – верхнеюрского, 2 – среднеюрского комплекса Надым-Тазовского междуречья.

ния твёрдого вещества и воды (Шварцев, 1998).

Переходя непосредственно к проблеме *равновесия подземных вод с алюмосиликатными горными породами*, отметим, что для нанесения данных по их составу для систем  $HCl-H_2O-Al_2O_3-CO_2-MgO-Na_2O-SiO_2$  и  $HCl-H_2O-Al_2O_3-CO_2-MgO-K_2O-SiO_2$  нами использовались диаграммы из работ (Helgeson, 1969; Ben Yacoub, Fritz, 1993), а для систем  $SiO_2-Al_2O_3-Na_2O-CO_2-H_2O$ ,  $SiO_2-Al_2O_3-CaO-CO_2-H_2O$  и  $SiO_2-Al_2O_3-K_2O-CO_2-H_2O$  из работ (Силкина, 2001; Силкина, Жуковская, 2002).

Анализ полученного при построениях материала (рис. 6) говорит в о том, что практически все подземные воды верхнеюрского и ниже-среднеюрского комплексов недонасыщены к первичным алюмосиликатам. Так, в системе  $SiO_2-Al_2O_3-Na_2O-CO_2-H_2O$  (рис. 6.а) разброс точек состава пластовых вод является довольно большим. Точки в равной мере расположены в полях устойчивости парагонита, Na-монтмориллонита и в меньшей мере в поле альбита. В итоге, наиболее вероятные направления преобразования натриевых алюмосиликатов заключаются в образовании каолинита, монтмориллонита и слюд. В системе  $SiO_2-Al_2O_3-CaO-CO_2-H_2O$  (рис. 6.б) все изученные воды расположены в полях устойчивости глинистых минералов. Достигается равновесие с Са-монтмориллонитом, каолинитом и в меньшей степени с маргаритом. В целом, следует отметить, что растворение первичных алюмосиликатов, в данном случае анортита, сопровождается осаждением глинистых минералов. В системе  $SiO_2-Al_2O_3-K_2O-CO_2-H_2O$  (рис. 6.в) видно, что большая часть точек расположена в поле устойчивости иллита и мусковита, а меньшая в области микроклина. Решающее влияние на результат гидролиза силикатов оказывает содержание в пластовых водах соединений кремния. Более низкие концентрации  $H_4SiO_4$  приводят к образованию иллита. Изучение равновесия пластовых вод с магниевыми минералами (рис. 6.г, д) показало плотное, практически линейное расположение точек в направлении образования Mg-монтмориллонита и Mg-хлорита. Несколько точек находятся на границе и в поле устойчивости альбита. Так в системе  $HCl-H_2O-Al_2O_3-CO_2-MgO-Na_2O-SiO_2$  большинство точек расположено в полях устойчивости Mg-хлорита и Mg-монтмориллонита. Единичные точки приурочены к полю устойчивости низкотемпературного альбита и Na-монтмориллонита, что говорит о вероятности по мере дальнейшей эволюции системы вода – порода процесса вторичной альбитизации. В системе  $HCl-H_2O-Al_2O_3-CO_2-MgO-K_2O-SiO_2$ , как и в предыдущем случае, большинство

Система равновесия воды с алюмосиликатами является многокомпонентной, насыщенность которой отдельными элементами может быть понята только в совокупности. Не вдаваясь в детали механизмов инконгруэнтного растворения алюмосиликатов, следует отметить, что такое растворение при всей его сложности обязано главным образом явлениям гидролиза, который, как известно, состоит из взаимного химического разложе-

точек расположено в полях устойчивости Mg-хлорита и Mg-монтмориллонита, и лишь немногочисленные точки расположены в поле иллита.

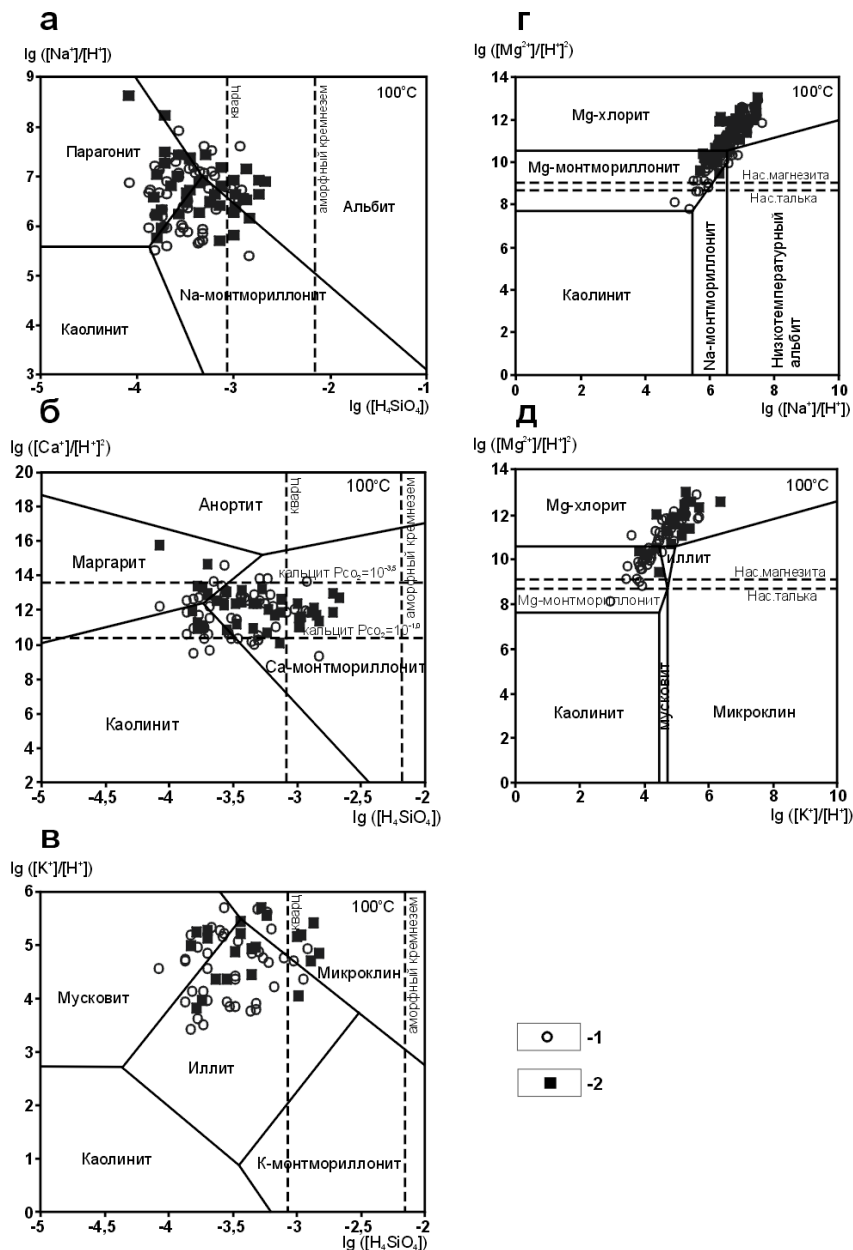


Рис. 6. Диаграмма стабильности минералов в системах:  $\text{SiO}_2\text{-Al}_2\text{O}_3\text{-Na}_2\text{O-CO}_2\text{-H}_2\text{O}$  (а),  $\text{SiO}_2\text{-Al}_2\text{O}_3\text{-CaO-CO}_2\text{-H}_2\text{O}$  (б),  $\text{SiO}_2\text{-Al}_2\text{O}_3\text{-K}_2\text{O-CO}_2\text{-H}_2\text{O}$  (в),  $\text{HCl-H}_2\text{O-Al}_2\text{O}_3\text{-CO}_2\text{-MgO-Na}_2\text{O-SiO}_2$  (г),  $\text{HCl-H}_2\text{O-Al}_2\text{O}_3\text{-CO}_2\text{-MgO-K}_2\text{O-SiO}_2$  (д) при  $100^\circ\text{C}$  с нанесением данных по составу подземных вод: 1 - верхнеюрского, 2 - ниже-среднеюрского комплекса Надым-Тазовского междуречья.

отложениях продуктов разложения органического вещества и обогащение вод  $\text{CO}_2$  и органическими кислотами, которые в свою очередь выступают нейтраллизаторами щелочности, образующейся в процессе гидролиза алюмосиликатов. Установлению равновесия с первичными алюмосиликатами препятствует непрерывное образование как карбонатов, так и глинистых минералов, вследствие чего система алюмосиликаты – подземные воды является равновесно-неравновесной.

### Глава 6. Генетические типы и формирование состава подземных вод

Установлено, что в разрезе нефтегазоносных отложений Надым-Тазовского междуречья в условиях элизионного режима преимущественным распространением пользуются седиментогенные воды и древние инфильтрогенные, проникшие с дневной поверх-

Далее в работе показано, что в пределах юрских отложений Надым-Тазовского междуречья направленность и непрерывность процессов в системе «вода-порода» вызваны механизмом взаимодействия компонентов системы. Подземные воды повсеместно насыщены карбонатными минералами (кальцит и доломит). С другой стороны, воды не насыщены относительно первичных алюмосиликатных минералов, что приводит к их непрерывному растворению. В результате этого поступающие в раствор ионы  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{H}_4\text{SiO}_4$  связываются вторичными (аутигенными) минералами, которые являются устойчивыми на данном этапе развития системы и находятся в равновесном состоянии с подземными водами, тем самым ограничивая рост катионов в растворе. Другой причиной неравновесного состояния с первичными алюмосиликатами служит наличие в юрских



ности в эпохи регрессии морского бассейна и в разной степени смешанные с седиментогенными в последующие геологические эпохи. На локальных участках, близ водонефтяных (ВНК) и газоводяных (ГВК) контактов выявлены воды конденсационного генезиса, образование которых шло одновременно с формированием углеводородных залежей.

Переходя непосредственно к характеристике выявленных генетических типов подземных вод отметим, что в пределах нижнего этажа к настоящему времени доминируют процессы смешения всех установленных типов вод. По комплексу геологических, фациальных и палеогеологических показателей в работе установлены основные закономерности формирования тех или иных генетических типов вод в границах основных гидрогеологических комплексов. Несмотря на всю сложность гидрогеологических условий разреза региона и процессы смешения можно выделить основные различия седиментогенных, древних инфильтрационных (смешанных с седиментогенными) и конденсационных вод (табл. 2).

**Таблица 2. Характеристика генетических типов вод**

Генетический тип вод	Коэффициенты						
	М, г/л	$\frac{rNa}{rCa+rMg}$	$\frac{SO_4*100}{Cl}$	$\frac{HCO_3*100}{Cl}$	$rNa/rCl$	Cl/Br	Кмг (по Озябкину, 1985)
седиментогенный	25-67	2-25	0,02-0,3	2-7	0,64-0,87	218-276	-0,85-+0,35
древний инфильтрационный	7-20	4-622	0,02-22	2-106	0,58-2,96	153-597	-1,43-+6,97
конденсационный	2-8	20-543	5-198	6-710	1,03-10,5	196-1115	+0,07-+2,63

Как видно из таблицы, наиболее сильно отличаются седиментогенные и конденсационные воды. Исключительно низкая общая минерализация конденсационных вод колеблется в пределах 1,6-7,5 г/л, составляя в среднем меньше 4,0 г/л. При этом отмечается присутствие, как в одном пласте, так и по разрезу отдельно взятого месторождения самых разнообразных химических типов вод. Седиментационные воды наоборот отличаются достаточно постоянным химическим составом. Процессы смешения наложили свой сильный след и на древние инфильтрационные воды, которые в этой связи обладают очень широкой пестротой вариации генетических коэффициентов (табл. 2). Помимо  $rNa/rCl$  коэффициента для характеристики метаморфизации состава подземных вод нами использовался коэффициент метаморфизации вод (Кмг) В.Н. Озябкина (1985), наиболее полно отражающий катионный и анионный состав.

Для понимания *процесса формирования состава подземных вод* необходимо в первую очередь определить основные источники поступления элементов. В нашем случае основных источника три. В первую очередь это сами захороненные воды, во-вторых водовмещающие горные породы и в-третьих – рассеянное органическое вещество.

Как отмечалось ранее, состав подземных вод нижнего гидрогеологического этажа Надым-Тазовского междуречья формировался в осадочном бассейне, заполненном преимущественно седиментационными водами. Было проведено сравнение состава седиментогенных вод с морскими, которые как показали наши исследования, в большей своей части явились источником первых. Отмечено, что наибольшая степень концентрирования наблюдается у традиционного ряда микрокомпонентов, таких как иод, бор, аммоний. В макрокомпонентном составе степень концентрирования различна. Так, максимальная степень концентрирования у кальция наблюдается в водах неокомского комплекса (3,12), а наименьшая в водах апт-альб-сеноманского (1,64). В подземных водах не наблюдается накопления магния и сульфат-иона. Сульфат-ион в нашем случае восстанавливается до сероводорода. Незначительное накопление магния в растворе происходит по причине его связывания во вторичных минеральных соединениях (аутигенных алюмоси-

ликатах). Выявлена также высокая степень концентрирования гидрокарбонат-иона от 9,29 (апт-альб-сеноманский) до 15,80 (нижне-среднеюрский). В микрокомпонентном составе высокой степенью концентрирования отличается аммоний (99-110) и иод (89-387), средней – бор (3-10) и кремнезем (6-17) и низкой – бром (1-1,3).

Химический состав в первую очередь определяется генетическим типом подземных вод, длительностью и направленностью процессов преобразования вмещающих пород. Взаимодействие в системе вода-горная порода разнообразно: с одной стороны воды взаимодействуют с терригенной составляющей водовмещающих пород, а с другой – с глинистой. С первичными алюмосиликатами вода повсеместно неравновесна, что приводит к их постоянному растворению. Вследствие этого происходит формирование вторичного (аутигенного) цемента (глинистого или карбонатного), который связывает из раствора часть химических элементов. Глинистая составляющая пород по мере развития седиментационного бассейна трансформируется в направлении гидрослюдизации, хлоритизации, каолинизации и отдает при этом часть элементов в раствор.

Третьим основным источником обогащения элементами подземных вод является рассеянное органическое вещество. В результате его метаморфизма происходит поступление в воды биогенных элементов (иод, бор, аммоний, фосфор и т.д.) и выделение в водорастворенную, а затем при наличии благоприятных условий, и свободную фазу значительных объемов метана, его гомологов, азота и диоксида углерода.

Резюмируя, следует отметить, что преобладающими факторами формирования состава подземных вод являются: генетический тип подземных вод, процессы взаимодействия в системе «вода-порода-органическое вещество», ее равновесно-неравновесное состояние.

## Глава 7. Оценка перспектив нефтегазоносности

Территория Надым-Газовского междуречья характеризуется наличием благоприятных условий для генерации, накопления и сохранения углеводородных залежей.

Из всего комплекса гидрогеологических показателей нефтегазоносности (гидрогеохимические, микроэлементы, водорастворенные газы, водорастворенное органическое вещество и др.), как наиболее информативные в наших условиях, в работе использовались: общая газонасыщенность, л/л; общая минерализация, г/л; состав подземных вод и ВРГ; результаты равновесий в системе «вода-газ»; степень насыщения подземных вод газами; ТУ, об.%; содержания  $\text{NH}_4$ , В, I, мг/л; содержания нафтеновых кислот, бензола и толуола.

Анализ результатов исследований позволил нам провести районирование основных гидрогеологических комплексов по степени их перспективности и выявить основные категории земель: с средней, максимальной и низкой встречаемостью углеводородных залежей.

В пределах *апт-альб-сеноманского* комплекса зона средней встречаемости залежей углеводородов протягивается полосообразно с запада (Надымская мегавпадина) в восточном направлении. К северным районам, и целому ряду структур юга междуречья приурочена зона с максимальной встречаемостью углеводородных залежей. На ее фоне выявлены зоны с высокими экранирующими свойствами перекрывающих отложений. *Неокомский* комплекс характеризуется доминирующим распространением области с максимальной встречаемостью углеводородных залежей, лишь северо-западные районы относятся к среднеперспективным и низкоперспективным. С отложениями неокомского комплекса связаны основные запасы нефти в регионе. В границах *верхнеюрского* комплекса область с максимальной встречаемостью углеводородных залежей занимает южные и центральные районы Надым-Газовского междуречья и полосой протягивается от границы выклинивания оксфордского регионального резервуара (пласт Ю<sub>1</sub>). Зона с

средней встречаемостью углеводородных залежей захватывает северные районы (от границы выклинивания резервуара). Северо-восточнее от Верхнетанловского вала Северного свода пользуется спорадическим развитием зона с низкими перспективами. *Нижне-среднеюрский* комплекс является наименее изученным по сравнению с верхнеюрским и особенно с неокомским. Область с высокими перспективами нефтегазоносности приурочена к южной части Надымской мегавпадины, западной части Северо-Сургутской моноклинали, Вынгапуровскому мегавалу, Ярайнерско-Етыпуровскому мегапрогибу, Тагринскому мегавалу и Харампурскому мегавалу. На севере она приурочена к структурам Уренгойского куполовидного поднятия Среднепурского мегапрогиба, Сидоровско-Сузунской моноклинали и северной части Красноселькупского выступа. Область низкоперспективных земель территориально приурочена к южной части Нижнетазовской мегавпадины.

### Заключение

В результате геологических, гидрогеологических, гидрогеохимических, геотермических и гидродинамических исследований нефтегазоносных отложений Надым-Тазовского междуречья установлены особенности формирования состава подземных вод и ВРГ, зональности пластовых вод, особенности термобарических условий и гидрогеологического режима. В результате можно сделать следующие **выводы**: **1)** В регионе развиты воды двух геохимических типов хлоридный натриевый и хлоридно-гидрокарбонатный натриевый (по С.А. Щукареву), в первом типе выделена разновидность с повышенным содержанием кальция (>10 %-экв.). Минерализация подземных вод варьирует в широких пределах и составляет от 2 до 64 г/л. Выявлена инверсионная вертикальная гидрогеохимическая зональность, которая наиболее четко выражена в северных районах Надым-Тазовского междуречья. Инверсию состава в ниже-среднеюрских отложениях следует связывать с изменением генетического типа вод по сравнению с верхнеюрскими. **2)** Преобразование состава подземных вод проходило в условиях осадочного бассейна, с преобладанием элизионного типа гидрогеологического режима над инфильтрационным. **3)** В регионе доминируют седиментационные воды, источником которых являлись морские бассейны нормальной или пониженной солености (апт-альбсеноманский, неокомский, верхнеюрский комплекс). Менее широким распространением пользуются древние инфильтрационные воды, которые попали в осадочный чехол посредством инфильтрации в эпохи регрессии морского бассейна (преимущественно ниже-среднеюрский комплекс), но разбавленные в разной степени седиментационными водами. На локальных участках развиты конденсационные воды, формирование которых шло посредством конденсации из паров воды во время формирования углеводородных залежей. **4)** Проведенная оценка степени насыщения подземных вод газами и характера равновесий между свободными газами залежей и окружающими их пластовыми водами в пределах нефтегазоносных отложений Надым-Тазовского междуречья показала, что характер этих достаточно сложен. Обнаружены пластовые воды как недонасыщенные газами, так и предельно насыщенные, что говорит, как о возможности рассеивания залежей на современном этапе развития нефтегазоносной системы, так и возможности процесса их формирования из пластовых вод, однако масштабы этих явлений не изучены. **5)** Подземные воды юрских отложений повсеместно насыщены карбонатными минералами (кальцит и доломит). С другой стороны, воды не насыщены относительно первичных алюмосиликатных минералов, что приводит к их непрерывному разрушению. В результате этого поступающие в раствор ионы  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{H}_4\text{SiO}_4$  связываются вторичными (аутигенными) минералами, которые являются устойчивыми на данном этапе развития системы и находятся в равновесном состоянии с подземными водами, тем самым ограничивая рост некоторых катионов в растворе. **6)** Превалирующими фактора-

ми преобразования состава подземных вод всех генетических типов являются процессы взаимодействия в системе «вода-порода-газ-органическое вещество», ее равновесно-неравновесное состояние. Направленность и непрерывность процессов в которой вызваны механизмом взаимодействия ее компонентов. 7) Проведена оценка перспектив нефтегазоносности апт-альб-сеноманского, неокомского, верхнеюрского и нижне-среднеюрского комплекса Надым-Тазовского междуречья по гидрогеологическим показателям.

### **Список основных работ по теме диссертации**

1. Гидрогеологические условия Харампурского мегавала // Известия ВУЗов. Нефть и газ, 1999, № 3. - с.21-29 (совместно с С.Л. Шварцевым).
2. Гидрогеологические условия Етыпуровского мегавала. – В Сб. Матер. I рег. науч.-практ. конф. «Проблемы региональной экологии».- Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2000.- с. 81-83.
3. Степень газонасыщения подземных вод продуктивной части юрского гидрогеологического комплекса Харампурского мегавала // Геология нефти и газа, 2000, №3. - с.51-56.
4. Гидрогеологические условия Таркосалинской группы месторождений. – В Сб. Тр. четвертого межд. симп. им. акад. М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд. НТЛ, 2000. – с.210-213.
5. Гидрогеологические условия Северного свода – В Сб. Матер. рег. конф. «300 лет горно-геологической службы России». – Томск: Изд. ГалаПресс, 2000, Том 1. – с.409-411.
6. Равновесие подземных вод нефтегазоносных отложений Харампурского мегавала с карбонатными и алюмосиликатными минералами. В Сб. Тез. XVI всерос сов. «Подземные воды востока России». – Новосибирск: Изд. СО РАН, 2000. – с.99-101.
7. Равновесие в системе вода-газ на примере продуктивной толщи неокомского и юрского гидрогеологических комплексов западной части Пур-Тазовского междуречья. В Сб. Матер. межд. науч. конф. «Фундаментальные проблемы воды и водных ресурсов на рубеже третьего тысячелетия» - Томск: Изд. НТЛ, 2000. – с.236-241.
8. Геохимия подземных вод и нефтегазоносность Северного свода. – В Сб. Тез. науч.-практ. конф. «Экологические аспекты энергетической стратегии как фактор устойчивого развития России» - Москва: Изд. Ноосфера, 2000. – с.71-73.
9. Гидрогеологические условия верхнеюрского проницаемого комплекса южной части Надым-Тазовского междуречья. – В Книге «Молодые ученые об экологии. Сборник научных трудов стипендиатов Фонда им. В.И. Вернадского», М.: Изд. Ноосфера, 2001. – с.83-97.
10. Степень насыщения подземных вод газами ниже-среднеюрских отложений Томской области // Обской вестник, 2001, №1. - с.99-102.
11. Гидрогеологические условия нефтегазоносных отложений Берегового нефтегазоконденсатного месторождения. – В Сб. Докл. межд. науч.-практ. форума «Проблемы устойчивого развития общества глазами молодежи. На пути к Всемирному саммиту Рио+10». М.: изд. Ноосфера, 2001. – с.123-127.
12. Гидрогеологические предпосылки перспектив нефтегазоносности оксфордского регионального резервуара Надым-Тазовского междуречья. – В Сб. Матер. второй всерос науч. конф. «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна», Часть 3, Тюмень: Изд. ТГНУ, 2002 – С.25-27.