

На правах рукописи

КРОПАНИНА Марина Петровна

ГЕОХИМИЯ ВОДОРАСТВОРЕННЫХ ГАЗОВ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

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 и

Томском политехническом университете

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

Официальные оппоненты: доктор геолого-минералогических наук

В.И. Вожов,

кандидат геолого-минералогических наук

В.В. Трушкин

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

Защита диссертации состоится 4 декабря в 16 часов 30 мин.

на заседании диссертационного совета Д212.269.03 при Томском политехническом университете

Адрес: 634034, г.Томск, пр.Ленина, 30, ТПУ, 1 корпус, 210 аудитория

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

Автореферат разослан « 31 » октября 2002г.

Ученый секретарь

диссертационного совета, д.г.-м.н.

В.Н. Сальников

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность. Исследование водорастворенных газов представляет интерес по нескольким причинам. Во-первых, газы выступают важнейшим показателем стадии преобразования органического вещества, состояния геохимической среды, степени гидрогеологической промытости бассейна, сохранности месторождений и т.д. Во-вторых, водорастворенные газы служат надежным критерием при оценке перспектив нефтегазоносности локальных территорий, площадей и горизонтов. В-третьих, они считаются потенциальными ресурсами будущего.

Как признается большинством исследователей (Л.М. Зорькин, А.Э. Конторович, С.Г. Неручев, И.И. Нестеров и др.), на современном этапе остается важной проблема изучения геохимии водорастворенных газов локальных и региональных нефтегазоносных площадей Западно-Сибирской плиты. Применительно к Томской области изучение газов проводилось давно и многими исследователями А.Д. Назаровым, В.Г. Ивановым, Л.С. Маныловой и др., но проблем, связанных с решением вопросов, касающихся формирования и распространения водорастворенных газов, не уменьшается, а, напротив, возрастает. Проводимая в последние годы переоценка перспективности нефтегазоносности восточных районов Томской области делает эту проблему особенно актуальной.

Цель работы. Исследование геохимии водорастворенных газов нефтегазоносных отложений Томской области в связи с их использованием в качестве поискового критерия, а также оценкой перспектив территорий на нефти и газ.

Основные задачи: 1) анализ состава водорастворенных газов основных водоносных комплексов (апт-альб-сеноманский, готерив-барремский, валанжинский, верхнеюрский, ниже-среднеюрский, палеозойский) нефтегазоносных отложений, их распространения и генезиса; 2) выявление связи состава водорастворенных газов с нефтегазоносностью; 3) рассмотрение газовых параметров состава подземных вод как прямых показателей региональной и локальной оценки перспектив нефтегазоносности основных стратиграфических комплексов Томской области.

Методика исследования и исходные данные. Для выявления закономерностей распространения водорастворенных газов (ВРГ) и оценки их поисковой значимости, автором собран и проанализирован большой объем данных по составу ВРГ стратиграфических комплексов Томской области. Фактический материал собирался в фондах ГПП "Томскнефтегазгеология", Томском отделении СНИИГГиМС и ТФ ИГНиГ СО РАН. При испытании глубоких нефтегазоразведочных и нефтегазопроисловых скважин в пределах Томской области отбирались пробы пластовых вод из водоносных горизонтов и доставлялись в Томск. Начиная с шестидесятых годов, анализ газов проводится в химической лаборатории ТПИ (ныне ТПУ).

Собранные результаты введены нами в банк данных СУБД Paradox для машинной обработки в программах Surfer и Excel. Всего в настоящее время в банке данных имеется 1500 полных химических анализов, из которых 425 касаются водорастворенных газов, в том числе 148 по нижнемеловым отложениям, 227 по юрским отложениям и 50 по доюрским образованиям.

Научная новизна. Впервые составлена электронная серия карт для территории Томской области распределения водорастворенных газов по всем исследуемым водоносным комплексам, выявлена вертикальная и горизонтальная их зональность, статистически выделено 5 типов газов (метановые, метаново-углеводородные, метаново-азотные, азотно-метановые и азотные). Показано, что геологическое строение, гидрогеологические условия, количество и степень катагенеза органического вещества

прямым образом влияют на формирование и распространение ВРГ, определяют величину общей газонасыщенности, соотношения тяжелых и легких углеводородов и других параметров. Выявлено, что эффективными прямыми показателями нефтегазоносности в условиях Томской области являются величина газового фактора, сумма тяжелых углеводородов, содержание метана, парциальное давление насыщения углеводородными газами в составе водорастворенных, а также многие другие гидрогеологические показатели, свойственные отдельному водоносному комплексу.

В работе защищаются следующие основные положения:

1. Во всех водоносных комплексах нефтегазоносных отложений Томской области доминируют газы нефтяного ряда: метановые, метаново-углеводородные, метаново-азотные. Значительно реже встречаются азотно-метановые и азотные. Все другие газы имеют спорадическое локальное распространение.

2. Параметры подавляющей части региональных гидрогеологических и гидрогеохимических показателей нефтегазоносности Томской области специфичны для каждого водоносного комплекса, что отражает разную их гидрогеологическую историю.

3. Значения газового фактора, содержания суммы тяжелых углеводородов и метана, общая газонасыщенность являются наиболее эффективными прямыми показателями нефтегазоносности в условиях Томской области.

Практическая значимость и реализация работы. Газовые критерии оценки перспектив нефтегазоносности для Томской области целесообразно использовать на стадии оценочных и поисково-разведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири. К настоящему времени материалы диссертации использованы в отчетах по хозяйственным темам: при изучении геохимии водорастворенных газов юго-востока Западной Сибири (1994-1995), при разработке гидрогеохимических критериев поиска месторождений нефти и газа в Томской области (1996-1997), при анализе гидрогеологических условий размещения залежей нефти и газа и оценке перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений Томской области (1998-2000).

Апробация работы. Результаты исследований докладывались на конференции ТПУ по многоцелевым гидрогеохимическим исследованиям в связи с поисками подземных ископаемых и охране подземных вод (Томск, 1993 г.), на IV Объединенном международном симпозиуме по проблемам прикладной геохимии (Иркутск, 1994 г.), на научно-производственной конференции посвященной перспективам нефтегазоносности слабоизученных комплексов отложений ю-в Западно-Сибирской плиты (Томск, 1995 г.), на научно-производственной конференции “Природокомплекс Томской области” (Томск, 1996 г.), на научной конференции “Проблемы геологии Сибири” (Томск, 1996 г.), на научной конференции “Молодежь и проблемы геологии” (Томск, 1997 г.), на XV совещании по подземным водам Сибири и Дальнего Востока (Тюмень, 1997), на научной конференции “Актуальные вопросы геологии и географии Сибири” (Томск, 1998 г.), на научно-практической конференции “Проблемы и пути освоения минерально-сырьевой базы Сибири и Дальнего Востока” (Томск, 2000 г.), на региональной конференции геологов России (Томск, 2000 г.).

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, шести глав и заключения. Общий объем 162 страницы, включая 70 рисунков, 21 таблицу и список литературы (более ста наименований).

В процессе работы большую помощь автору оказали обмен мнениями, дискуссии и творческое сотрудничество с кандидатом геолого-минералогических наук Л.С. Маныловой.

Выполняя работу, автор пользовался советами и поддержкой: академика А.Э. Конторовича, докторов геолого-минералогических наук М.Б. Букаты, Н.М. Рассказова; кандидатов геолого-минералогических наук А.Д. Назарова, И.А. Иванова, Ю.Г. Копыловой, Е.М. Дутовой, Т.А. Кулагиной, В.В. Трушкина, О.В. Шигановой, кандидата географических наук О.Г. Савичева. За значительную помощь при выполнении работы автор благодарит сотрудников Томского филиала Института геологии нефти и газа СО РАН и ТомскНИПИнефть, сотрудников кафедры гидрогеологии и инженерной геологии Томского политехнического университета.

Особую признательность и сердечную благодарность автор выражает научному руководителю доктору геолого-минералогических наук, профессору С.Л. Шварцеву за терпеливую поддержку и ценные советы, благодаря чему удалось перейти от сбора слабо осмысленных фактов к их интерпретации.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Глава 1. Состояние изученности геохимии водорастворенных газов

Изучением геохимии водорастворенных газов занимались многие известные исследователи (В.И. Вернадский, В.В. Белоусов, В.П. Савченко и др). В.А. Соколов (1966) в своих работах приводит обобщающие данные по составу, распределению, происхождению и миграции газов в недрах всей планеты. А.А. Карцев (1969), А.А. Карцев, С.Б. Вагин и В.П. Шурыгин (1992), изучая гидрогеологию, геохимию нефтяных и газовых месторождений, большое внимание уделяют водорастворенным газам и гидрогеологическим показателям нефтегазоносности, среди которых газовые занимают видное место.

В 1982 г. издана монография Л.М. Зорькиным, М.И. Субботой и Е.В. Стадником, в которой, наряду с общими вопросами нефтегазопроисхождения гидрогеологии, обобщены данные по водорастворенным газам и газовым критериям. Эти авторы предлагают различать комплексы гидрогеологических показателей для региональной и локальной оценки перспектив нефтегазоносности недр. К региональным ими отнесены общегидрогеологические и палеогидрогеологические условия, гидродинамическая обстановка, гидрогеохимическая характеристика, газовый состав вод, геотермические условия, микробиологическая характеристика; к локальным - водорастворенные углеводородные газы, органическое вещество и другие.

В Западно-Сибирском артезианском бассейне в связи с поисково-разведочными работами на нефть и газ проводились разнообразные гидрогеологические исследования, в том числе направленные на выявление показателей нефтегазоносности и прогноз перспективности земель бассейна. Наиболее ранние исследования в этом направлении связаны с именами М.С. Гуревича, Н.Н. Ростовцева и др. исследователей. Длительное время подземные воды Западно-Сибирского бассейна изучались А.А. Розиным (1970, 1977). Им были установлены и сформулированы основные закономерности изменения химического и газового состава подземных вод. А.Э. Конторовичем (1975) совместно с Ю.Г. Зиминим, И.И. Нестеровым, Б.П. Ставицким для всех водоносных комплексов Западно-Сибирской плиты составлена серия карт по газонасыщенности подземных вод и содержанию тяжелых углево-

дородов в водорастворенных газах, которые показывают что в целом газонасыщенность подземных вод возрастает, и состав газов закономерно меняется от окраинных к внутренним районам плиты. Большой заслугой А.Э. Конторовича (1976) также является то, что он впервые разработал целую серию геохимических методов, включая газовые, количественного прогноза нефтегазоносности на примере Западно-Сибирской плиты.

Позже А.Д. Назаровым разработана классификация нефтепоисковых гидрогеологических показателей. Они делятся на палеогидрогеологические и современные. Последние подразделяются на гидродинамические, гидрогеотермические, гидрогеохимические (ионно-солевые, газовые, органические, изотопные, микрокомпонентные, микробиологические, физико-химические). Среди показателей выделяются региональные и локальные. Газовые, органические и изотопные показатели наряду с качественными имеют также и количественные значения.

С 1973 г. коллективом лаборатории ТО СНИИГГиМС под руководством В.Г. Иванова проводятся гидрогеологические исследования в нефтегазоносных районах Томской области. Особенностью их является широкий круг освещаемых вопросов. Совместная интерпретация данных по современным гидродинамическим и палеогидродинамическим условиям (Манылова, 1983) позволяет выявлять территории с благоприятными условиями для формирования и сохранения залежей углеводородов.

В течение последних 5 лет вопросами гидрогеологии ниже-среднеюрских отложений Западной Сибири, в том числе Томской области, занимаются сотрудники СНИИГГиМСа В.И. Вожов и О.В. Шиганова (1996).

Вместе с тем необходимо отметить, что, несмотря на обилие работ и разнообразие выявленных гидрогеологических критериев, их использование в практике нефтегазопроисковых работ крайне недостаточно. Такое положение обусловлено тем, что не определены гидрогеологические условия, при которых тот или иной критерий является наиболее информативным или даже просто применимым, явно недостаточна статистика успешности применения того или иного из них, не разработаны количественные связи каждого из критериев с нефтегазоносностью конкретной территории или геологической структуры и т.д.

Томская область в гидрогеологическом отношении весьма неоднородна по генетическому типу вод, по их химическому и газовому составу, солености, интенсивности водообмена, гидродинамике и геотермике водоносных комплексов, степени застойности, характеру гидрогеохимической среды, газонасыщенности и ряду других параметров и поэтому может служить соответствующим объектом для совершенствования решения поставленных задач.

Глава 2. Геологическое строение вскрытой части фундамента и осадочного чехла

В главе охарактеризованы основные черты геологического строения, тектоники и нефтегазоносности исследуемого района.

Геологическое строение изучаемой территории довольно сложное и представлено складчатым фундаментом и осадочным чехлом (Конторович и др., 1975; Сурков и др., 2000). Складчатый фундамент сложен метаморфизованными и сильно дислоцированными породами докембрийского (частично) и палеозойского возраста. На отложениях складчатого фундамента с резким угловым и стратиграфическим несогласием залегают терригенные породы осадочного чехла, мощность которого в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты различна и колеблется от десятков

части Западно-Сибирской плиты различна и колеблется от десятков метров на самом юго-востоке до 2-3 км во впадинах и прогибах западных и центральных районов. Разрез осадочного чехла представлен отложениями мезозойского и кайнозойского возраста. Юрский разрез представлен континентальными (тюменская свита) и морскими (васюганская свита) фациями. С породами морских и прибрежно-морских фаций могли захорониться большие количества органического вещества. По данным А.Э. Конторовича и др. (1975) в породах верхней юры (особенно в глинистой их части) содержание органического углерода значительно выше (среднее 3.19 %), чем в нижне- и среднеюрских (2.1 %) отложениях. Отложения меловой системы согласно залегают на отложениях верхнеюрского возраста, а в юго-восточной части региона трансгрессивно перекрывают породы палеозойского фундамента. Они, в основном, представлены морскими, лагунными и континентальными фациями, среди которых выделяются куломзинская, ипатовская, славгородская, ганькинская свиты. Меловая толща начинается осадками валанжинского яруса.

В тектоническом отношении Западно-Сибирская плита является молодой платформой со складчатым гетерогенным доюрским фундаментом, перекрытым мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом. Геолого-геофизические материалы свидетельствуют о блоковом строении фундамента, нарушенного зонами глубоких разломов и грабен-рифтов, крупнейшие из которых: Колтогорско-Уренгойский, Усть-Тымский и Чузикский. Широко развиты положительные и отрицательные структуры первого порядка (антиклинории, синклинории, выступы, впадины). Структуры первого порядка осложнены рядом положительных и отрицательных структур второго и третьего порядков (Сурков и др, 2000).

В настоящее время на территории Томской области открыто 102 месторождения, в том числе 79 нефтяных, 16 нефтегазоконденсатных и 7 газоконденсатных. Распространены они неравномерно по всей изучаемой территории, за исключением ее восточных и юго-восточных районов. Анализ многочисленных опубликованных и полученных материалов показывает, что юрские и, в значительной мере, меловые отложения на территории Томской области весьма перспективны для формирования промышленных скоплений нефти и газа. (Конторович А.Э., Каштанов В.А., Иванов И.А.). Залежи нефти и газа расположены во всем интервале нижнего гидрогеологического этажа, начиная от доюрского комплекса и кончая апт-альб-сеноманским. Однако большинство открытых залежей углеводородов сосредоточено в юрском гидрогеологическом комплексе и, в частности, в верхнеюрском горизонте.

Глава 3. Гидрогеологическая характеристика региона

В данной главе автором описаны основные водоносные комплексы нижнего гидрогеологического этажа, с которыми связаны наиболее продуктивные в нефтегазоносном отношении отложения и приуроченные к ним месторождения углеводородов. Согласно принятой гидрогеологической стратификации в нижнем этаже нами рассмотрены гидрогеологические комплексы апт-альб-сеномана, готерив-баррема, валанжина, юры и палеозоя (табл. 1).

В целом для Томской области отмечается рост средней минерализации подземных вод вниз по разрезу от 14.1 г/л - в апт-альб-сеноманском горизонте до 44.2 г/л - в доюрском комплексе, что свидетельствует о наличии в регионе нормальной гидрогеохимической зональности.

Меловые отложения подразделяются на три гидрогеологических комплекса. К ним относятся проницаемые песчано-глинистые пласты апт-альб-сеномана (ПК₁-ПК₁₆), готерив-баррема (пласты А₁₋₁₂-Б₁₋₃) и валанжина (пласты Б₅₋₁₀). Водоносные горизонты комплекса характеризуются высокой водообильностью. Дебиты скважин изменяются от 0.2 до 604 м³/сут и более. Воды термальные (температура 42-90 °С), напорные, иногда скважины самоизливаются. Тип вод хлоридно-натриевый. Газонасыщенность вод незначительна - от 0.1 до 0.5 м³/м³. Водорастворенные газы в основном метановые и метаново-азотные.

Таблица 1. Подразделения гидрогеологических комплексов нижнего этажа

Гидрогеологический комплекс	Водоносный горизонт	Свита	Пласт, горизонт	Мощность, м
апт-альб-сеноманский		покурская	ПК ₁ -ПК ₁₆	25-40
готерив-барремский		алымская и ее аналоги, вартовская	А ₁₋₁₂ -Б ₁₋₃	90-600
валанжинский		тарская и ее аналоги	Б ₅ -Б ₁₀	35-210
юрский	верхнеюрский	васюганская и ее аналоги	Ю ₁	19-200
	нижне-среднеюрский	тюменская	Ю ₂ -Ю ₁₇	44-500
доюрский (палеозой)		доюрские образования		1905 (максимально вскрытая часть фундамента)

Газонасыщенность вод незначительна - от 0.1 до 0.5 м³/м³. Водорастворенные газы в основном метановые и метаново-азотные.

Юрский гидрогеологический комплекс представлен отложениями васюганской и тюменской свит. Различие в химическом составе, динамике, геотермии, составе водорастворенных газов и других показателях позволило

нам разделить этот комплекс на два водоносных горизонта: верхнеюрский (пласт Ю₁) и нижне-среднеюрский (пласты Ю₂-Ю₁₆). Отложения юры почти повсеместно перекрыты глинистыми образованиями куломзинской и баженовской свит. Это обусловило высокую гидрогеологическую закрытость структур и своеобразие гидрогеологических и гидрогеохимических условий юрского водоносного комплекса. Водообильность пород верхнеюрского горизонта значительно выше, чем нижне-среднеюрского. Дебиты скважин верхнеюрского водоносного горизонта изменяются от 2 до 134 м³/сут, а интервалы в среднеюрских и, особенно, в нижнеюрских отложениях "сухие", т.е. дебиты скважин менее 0.5 м³/сут. Температура вод 53-126 °С. Воды комплекса хлоридно-натриевого типа. Газонасыщенность вод достигает 1.8 м³/м³. Водорастворенные газы преимущественно метановые, азотно-метановые.

Доюрский гидрогеологический комплекс (вскрытая часть палеозоя) представлен выветрелой частью пород палеозойского фундамента, которую слагают карбонатные, терригенные, магматические породы и коры их выветривания. Дебиты доюрских образований изменяются в широких пределах от десятых долей до 100 и более м³/сут. Наиболее обводнены карбонатные породы, менее - терригенные и еще менее - магматические. Доюрский комплекс имеет ряд важных гидрогеологических особенностей. Во-первых, он характеризуется высокой гидрогеологической закрытостью, большой неоднородностью солевого состава вод и высокой их минерализацией. Воды этого комплекса высоконапорные. Преобладающим типом по химическому составу в центральных, восточных и западных районах являются хлоридно-натриевые воды. Воды комплекса значительно нагреты до 130 °С. Газонасыщенность вод составляет обычно 0,5 – 2,0 м³/м³ (в среднем 0.9) и в центральной части области достигает 2.3 м³/м³. Водорастворенные газы преимущественно метанового состава.

Для каждого водоносного комплекса автором построены электронные карты общей минерализации, анализ которых показал, что в западной и центральной частях Томской области распространены наиболее минерализованные воды, соленость которых с глубиной растет, несмотря на то, что доля морских фаций резко уменьшается. А на западе области (Колтогорский мегапрогиб, Нюрольская впадина) общая минерализация подземных вод с глубиной изменяется по сложной зависимости.

Исследование пространственной изменчивости химического состава подземных вод позволило выявить локальные аномалии, связанные, с одной стороны, с влиянием газоконденсатных месторождений (участки с пониженной минерализацией), а с другой, с проявлением зон тектонических нарушений, отразившимся в увеличении минерализации вод. Зоны приурочены к узлам пересечения крупных тектонических разломов северо-восточного и северо-западного направлений. Наибольшее число их приурочено к нижнеюрскому комплексу, что может свидетельствовать о заметном влиянии на него восходящих флюидных потоков из палеозойского фундамента. Влияние разломов чаще всего затухает в юрских отложениях, хотя в отдельных случаях оно прослеживается вплоть до берриасских (Средневасюганская площадь) и даже верхнемеловых (Назинская и Северная площади).

Глава 4. Геохимия и распределение водорастворенных газов в нижнемеловых, юрских и палеозойских нефтегазоносных отложениях Томской области

Базируясь на результатах предыдущих исследований (В.Г. Иванов и др.) и полученных новых данных по составу водорастворенных газов, в данной главе рассмотрены общие закономерности распределения их в изучаемых отложениях Томской области. Автором построены карты распределения газового фактора, CH_4 , суммы тяжелых углеводородов (ТУ), N_2 , CO_2 , He, H_2 .

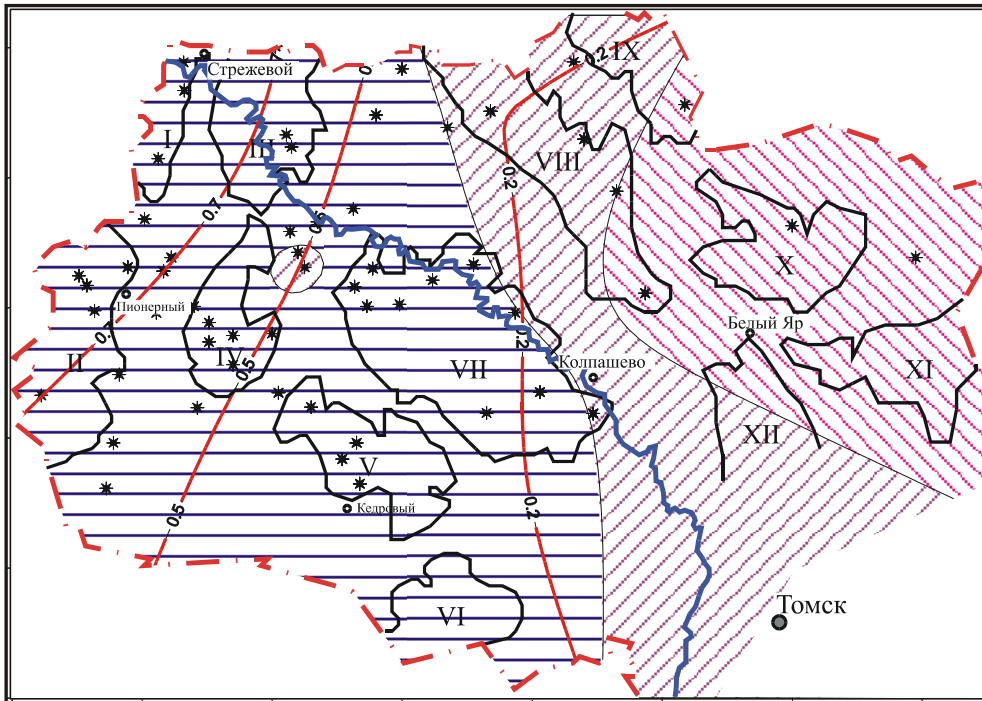
Водорастворенные газы нижнемеловых отложений представлены тремя типами: метановым, метаново-азотным и азотно-метановым. В восточных районах Томской области распространен преимущественно метаново-азотный тип водорастворенных газов, который сменяется в центральных и западных районах азотно-метановым и метановым. Газовый фактор в пределах комплексов неодинаков как по площади, так и по разрезу. Средняя величина газового фактора валанжинского горизонта $0.73 \text{ м}^3/\text{м}^3$, готерив-барремского $0.5 \text{ м}^3/\text{м}^3$, что несколько выше по сравнению с аптальб-сеноманским $0.46 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (рис. 1а). По площади идет закономерное уменьшение значений газового фактора с запада на восток области.

Водорастворенные газы верхнеюрских отложений характеризуются метановым, азотным, азотно-метановым, метаново-азотным и в отдельных случаях метаново-углеводородным составом. Площадное распространение метановых ВР газов на западе области, занимают большую часть ее территории. Содержание метана колеблется в пределах от 50 до 95 об%, содержание азота достигает 65 об%, углекислого газа - десятые и водорода - сотые доли объемных процентов.

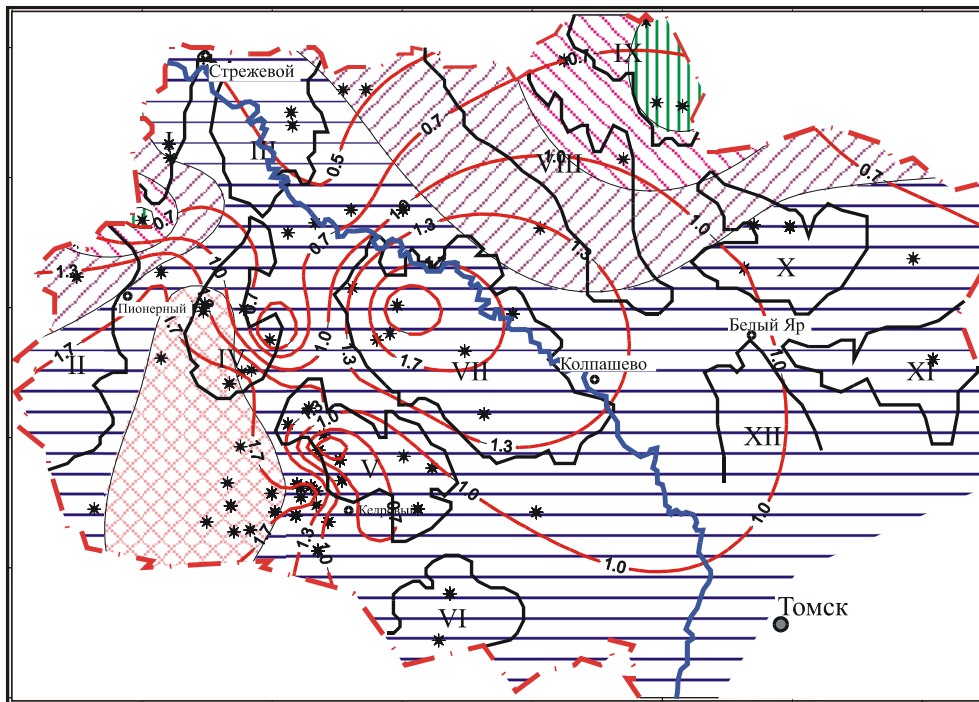
Наибольшее содержание метана отмечено в водах южной части Нюрольского осадочного нефтегазоносного района (до 97.3 об%) на Еллей-Игайской площади. Воды восточной части области характеризуются азотно-метановым и метаново-азотным составом.

Азотно-метановые ВР газы выявлены в пластовых водах четырех участков, приуроченных к площадям Шахматной, Моисеевской (Каймысовский свод), Эмторской (север Усть-Тымской впадины), Куржинской, Няргинской (восточные районы облас-

ти), Северо-Сильгинской (Парабельский мегавал). Содержания метана в пластовых водах этой зоны уменьшаются до 25 - 21.7 об%, а азота увеличиваются до 57 – 65 об%. Следует отметить, что в газовом составе подземных вод этой зоны в отдельных случаях установлены повышенные содержания водорода (до 15.6 об%), и аномально высокие содержания тяжелых углеводородов (до 69.3 об%).



а)



б)

Масштаб 1 : 5 000 000



Рис. 1 Карты состава водорастворенных газов апт-альб-сеноманских отложений (а) и доюрских образований (б)

1 – метаново-углеводородных, 2 – метановых, 3 – метаново-азотных, 4 – азотно-метановых, 5 – азотных, 6 – изолинии газового фактора

Изменения концентраций отдельных газовых составляющих подземных вод отмечаются не только по площади распространения верхнеюрских отложений, но и вниз по разрезу в пределах ряда площадей. Так увеличиваются содержания метана от 41 до 94 об%, азота - от 0.3 до 9.8 об% - на Северо-Васюганской площади, водорода - от 0.02 до 1.8 об% - на Весенне-Первомайской площади, уголекислоты - от 2.2 до 14.5 об% - на Лонтын-Яхской площади.

Газовый фактор верхнеюрских отложений увеличивается с востока на запад и в среднем составляет $1.0 \text{ м}^3/\text{м}^3$, его значения изменяются от 0.2 (Мартовская площадь) до $3.0 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (Трассовая, Первомайская площади) и даже до 8.0 (Западно-Останинская площадь).

Подземные воды нижне-среднеюрских отложений содержат газы в различных количествах, по составу они в основном метановые и метаново-азотные (реже азотно-метановые и азотные). Метановый состав водорастворенных газов характерен для западной части области с локальными участками метаново-азотных и азотно-метановых вод в пределах Нюрольской впадины и Каймысовского свода. На территории Нюрольской, Усть-Тымской и Восточно-Пайдугинской впадин встречаются локальные участки вод, содержащие гомологи метана (более 3 об%).

Развит в этом комплексе и смешанный состав газов, локально распространенный в центральной, северной и восточной частях Томской области. В пределах нижне-среднеюрских отложений концентрация метана в среднем 69.8 об%, азота 19.9 об%, уголекислого газа - 1.9 об%, суммы ТУ - 6.8 об%, водорода - 1.9 об%, гелия - 0.06 об%. Газовый фактор в этих отложениях изменяется в пределах от 0.2 (восточные районы) до $1.2 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (Нюрольская впадина) и в среднем составляет $1.1 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Пластовые воды, приуроченные к *доюрским образованиям*, характеризуются относительно пониженной газонасыщенностью. Газовый фактор варьирует от 0.5 до 2.0 и в среднем составляет $0.9 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Это несколько ниже, чем в водах верхнеюрского горизонта. Участки с повышенной газонасыщенностью приурочены, в основном, к западным, центральным и южным районам Томской области. Это площади Северо-Сильгинская, Шудельская, Урманская, Парбигская. В доюрских образованиях выделяются водорастворенные газы метанового, азотного и смешанного типов. Газы метанового состава характерны для большей части территории на западе и востоке области. Максимальные содержания метана достигают 95.5 (Калиновая площадь), азота 66.9, а суммы тяжелых углеводородов 29 об%.

В пределах распространения вод с метановым составом ВР газов выделяются локальные участки с чисто азотным типом, приуроченные к отдельным площадям - Лесной (Усть-Тымская впадина), Пуглалымской (Средневасюганский мегавал), Западной и Ажарминской (Ажарминский мегавал), Ледовой (запад Колтогорского мегавал) и др. Содержание метана в составе газов этого типа составляет только 1.6-7.7 об%.

ВР газы смешанного (метаново-азотного, азотно-метанового) типа узкими полосами или локальными участками развиты только в центральной части области. В зоне азотно-метановых ВР газов содержание азота максимальное и достигает 66.9 об% (Крыловская площадь) при концентрации метана 30.5 и уголекислого газа - 2.1 об%. В зоне распространения ВР газов метаново-азотного типа метан содержится в количествах до 72 (Нарымская площадь), а азот до 47 об%.

В целом в ВР газах доюрских образований отмечается некоторое повышение средних содержаний метана, азота, уголекислого газа, водорода по сравнению с верх-

неюрским горизонтом. Средние содержания тяжелых углеводородов, по сравнению с верхнеюрским значительно ниже (в 3 раза), а содержания гелия выше (в 2.5 раза). Последнее может быть обусловлено, преимущественно, его генерацией в породах глубинного фундамента.

По распределению газового фактора по площади в палеозойских отложениях отмечается следующая зависимость: в центральной, юго-западной и западной частях выделяются отдельные локальные участки с повышенным газовым фактором до $2.3 \text{ м}^3/\text{м}^3$, приуроченные в основном к углеводородным месторождениям. В целом по площади газовый фактор изменяется от 0.5 до $1 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и максимальные значения характерны для центральной части области (рис. 1.б).

Далее в работе рассмотрена геохимия отдельных водорастворенных газов.

Анализ данных по распределению метана в водах показал, что его максимальные средние значения характерны для валанжинского комплекса, а минимальные – для нижне-среднеюрского, что в целом отражает имеющую место гидрогеологическую

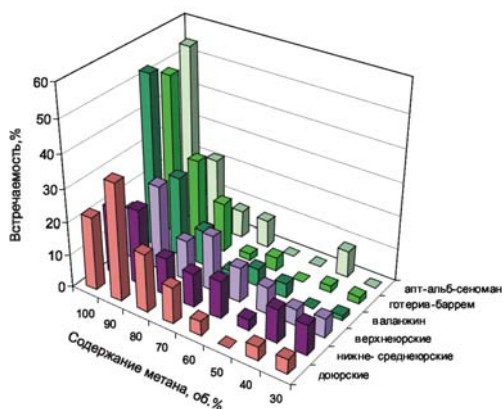


Рис. 2. Гистограмма распределения метана в подземных водах Томской области

ситуацию, а именно: подземные воды валанжина являются седиментационными, а нижне-среднеюрские отложения разбавлены древними инфильтрационными водами. Образование углеводородных газов начинается с метана на разных глубинах за счет разложения рассеянного органического вещества и зависит от особенностей осадконакопления, возраста пород, количества органического вещества гидрогеологических и тектонических особенностей изучаемой территории

Более наглядное представление о распределении метана в разных водоносных комплексах можно получить из

его гистограммы (рис. 2), анализ которой показывает, что в регионе содержания метана в водах наиболее часто превышают 80 об%. Площадное распределение метана можно видеть на примере нижне-среднеюрских отложений (рис. 3), из которого следует, что его содержания $>50\text{об}\%$ встречаются на большей части территории, а наиболее высокие обнаружены на Нижневартовском своде (Верхнеколтогорская площадь, 94.0 об%), Колтогорском мегапрогибе (Ледовая площадь, 97.5 об%) и Владимирском своде ($> 90 \text{ об}\%$). В работе показано, что высокие концентрации метана характерны для всех водоносных комплексов в западной части области, а пониженные - в восточной.

Анализ имеющихся данных показал, что в регионе наблюдается вертикальная зональность в распределении газов. Как правило, с глубиной происходит увеличение концентрации метана и ГУ в воде. Изменение содержания суммы ГУ прослеживается как по площади, так с глубиной. В этом же направлении качественно изменяется и их состав. В водорастворенных газах отмечается увеличение содержания высоких гомологов метана от C_2H_4 до C_6H_{12} , а также изменяется соотношение между отдельными их разностями. Это связано с одновременным увеличением в водорастворенных газах доли метана вниз по разрезу и в направлении с юго-востока на север, северо-запад.

Вниз по разрезу увеличиваются также относительные содержания углекислого газа, гелия и водорода. Повышенные содержания гелия и углекислого газа в низах разреза можно связать с их поступлениями из фундамента. Для водорода такое заключение неправомерно, т.к. частота встречаемости его содержания выше 1 %об закономерно возрастает только от нижнемеловых к ниже-среднеюрским отложениям.

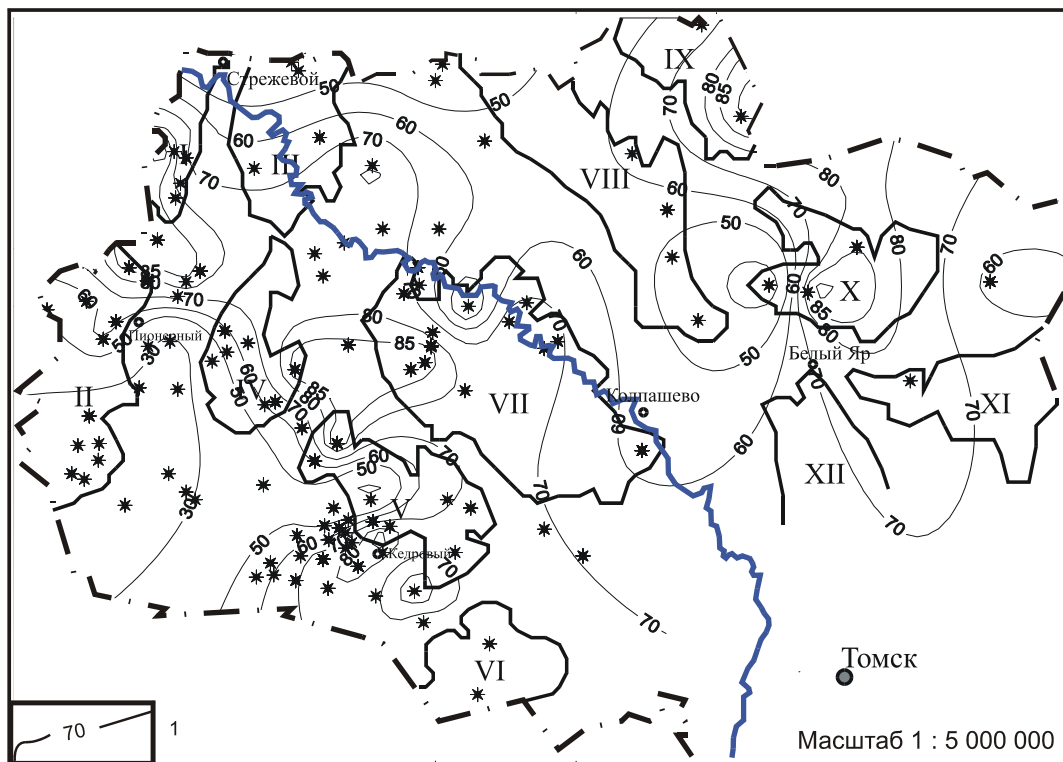


Рис. 3. Схематическая карта распределения метана в подземных водах ниже-среднеюрских отложений

1 – изолинии содержания метана

Глава 5. Генезис водорастворенных газов и связь их с нефтегазоносностью

Прежде, чем обсуждать связь газового состава подземных вод с нефтегазоносностью региона, в работе кратко рассмотрен генезис основных газов. Показано, что начиная с диагенеза и кончая поздним катагенезом, процессы метаморфизации органического вещества сопровождаются образованием CH_4 , $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$, NH_3 , H_2S (В.С. Вышемирский, А.Э. Конторович, С.Г. Нелюбин, Е.А. Рогозина и др.). Сероводород, кроме того, в значительных количествах формируется за счет восстановления сульфат-иона морской воды биохимическим путем, азот – за счет термического разложения дисперсно-рассеянного органического вещества (Л.М. Зорькин), водород – за счет разложения воды (С.Л. Шварцев), гелий – при радиоактивном распаде. Частично поступление углекислого газа возможно из более глубоких частей фундамента (А.А. Розин).

Далее в работе показано, что в Томской области среди водорастворенных резко доминируют газы метановые, метаново-углеводородные, метаново-азотные и азотно-метановые, редко азотные и не встречаются углекислые и сероводородные. Среди всех перечисленных типов газов резко преобладает метановый, который господствует во всех без исключения водоносных комплексах (табл. 2). Второе место по распространенности принадлежит метаново-азотным, а третье – метаново-углеводородным газам, т.е. газам, связанным с метаморфизацией органического вещества и нефтегазо-

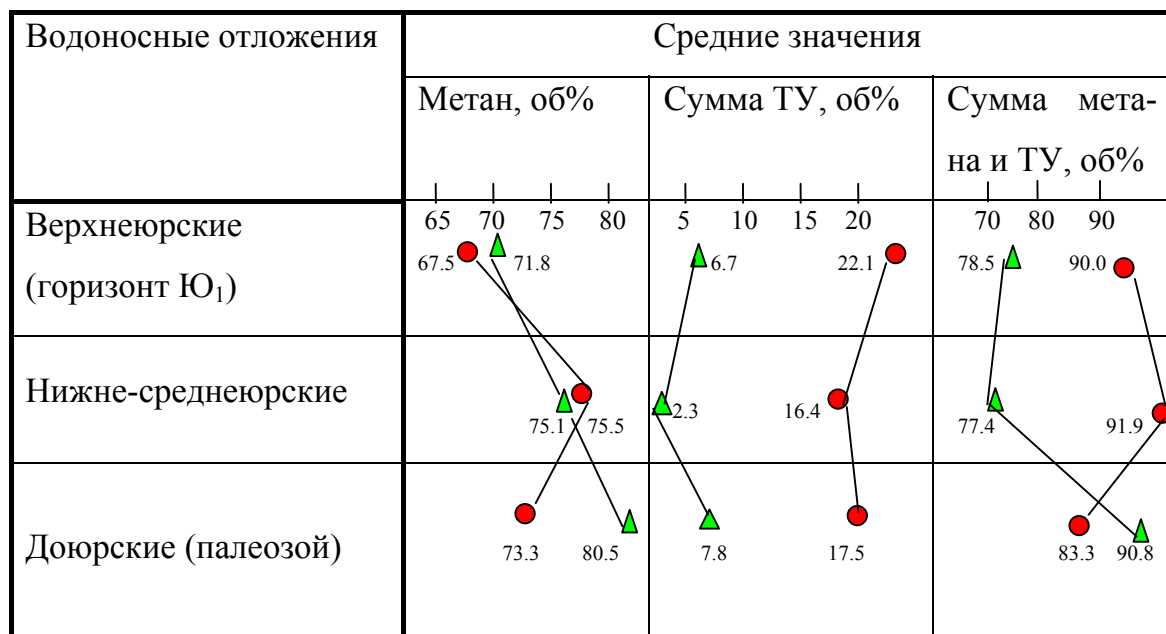
образованием. Отсутствие сероводородных и углекислых газов объясняется их большой химической активностью. Первый связывается и выпадает в виде сульфидов, второй расходуется при взаимодействии подземных вод с алюмосиликатами вследствие неравновесия системы вода-порода (Т.И. Силкина, Е.А. Жуковская, 2001).

Таблица 2. Распространенность разных типов водорастворенных газов в водоносных комплексах Томской области, %

Водоносные комплексы	Типы газов				
	Метановый	Метаново-углеводородный	Метаново-азотный	Азотно-метановый	Азотный
Апт-альб-сеноманский	54.1	-	23.5	22.4	-
Готерив-барремский	94.0	-	6.0	-	-
Валанжинский	96.8	0.5	2.7	-	-
Верхнеюрский	80.7	7.8	11.0	0.5	-
Нижне-среднеюрский	61.5	-	33.3	4.7	0.5
Палеозойский	74.0	7.1	12.6	5.1	1.2

Поэтому в работе сделан вывод о том, что подавляющая часть водорастворенных газов, в первую очередь метан и ТУ, по генезису связаны с нефтеобразованием и могут служить региональным поисковым критерием при оценке перспектив нефтегазоносности отдельных территорий.

Для подтверждения сказанного нами проведено изучение связи содержания метана и ТУ с характером продуктивности нефтегазоносных отложений (рис. 4). Выявлено, что содержание метана и суммы тяжелых углеводородов имеет тесную связь с нефтегазоносностью исследуемого района. Почти все участки с повышенным содержанием метана более 65 об% и суммы ТУ более 7 об% приурочены или связаны с выявленными месторождениями нефти и газа.



а
 б

Рис. 4. Графики изменения средних значений метана и суммы ТУ в водорастворенных газах продуктивных (а) и непродуктивных (б) отложений

Анализ взаимосвязи содержания метана и суммы ТУ с выявленной нефтеносностью исследуемых отложений показал, что средние значения этих компонентов изменяются как вниз по разрезу, так и в зависимости от продуктивности этих отложений. Водорастворенные газы продуктивных отложений более контрастно (средние значения их от 3 до 7 раз выше) отличаются от непродуктивных по содержаниям суммы тяжелых углеводородов по сравнению с метаном.

Глава 6. Сравнительная оценка применимости гидрогеологических и гидрогеохимических критериев нефтегазоносности

В разное время было предложено множество различных групп гидрогеологических показателей. Среди них можно назвать классификации В.А. Сулина, Н.К. Игнатовича, А.А. Карцева, М.С. Гуревича, М.Е. Альтовского, В.А. Кротовой, М.И. Субботы и других исследователей. По мере развития и совершенствования гидрогеологии как науки комплекс показателей нефтегазоносности совершенствовался и дополнялся.

Применительно к Томской области наиболее полно вопрос о гидрогеологических показателях нефтегазоносности исследован А.Д. Назаровым, который разработал и их подробную классификацию. Наиболее важными нефтегазопоисковыми гидрогеохимическими признаками, по его мнению, являются газонасыщенность подземных вод, состав водорастворенных газов и органических веществ. Использование этих показателей позволяет выделять как крупные нефтегазоносные территории, так и локальные площади.

Несмотря на достаточно большое число работ по обсуждаемой проблеме, вопрос об эффективности применения гидрогеологических показателей при поисках нефтяных и газовых месторождений остается до конца не изученным. Как показал анализ результатов исследований в Томской области, одни и те же показатели по-разному реагируют на наличие нефтяных и газовых месторождений в разных гидрогеологических комплексах. В этой связи нами изучена связь региональных гидрогеологических показателей с уже выявленными перспективами нефтегазоносности Томской области по отдельным стратиграфическим (гидрогеологическим) комплексам. В основу такого анализа положена карта перспектив Томской области. В результате впервые удалось дать количественные оценки каждого индивидуального показателя применительно к каждому водоносному комплексу (таблица 3). Комплекс показателей с соответствующими параметрами служит более надежным критерием, чем это было ранее.

В работе также показано, что закономерности изменения газовых показателей в зоне влияния залежей различны для разных гидрогеохимических условий, хотя обычно с приближением к залежам в составе ВРГ возрастают содержания УВ, увеличивается газонасыщенность вод, упругость газов, отношение упругости газов к пластовому давлению и т.д., но эти изменения различны в разных водоносных комплексах. В Томской области по составу водорастворенного газа выделяются даже типы нефтяных и газовых залежей. При этом продуктивные и непродуктивные структуры четко выделяются по содержанию УВ.

Как и большинство авторов, мы предлагаем делить гидрогеологические показатели на региональные и локальные, прямые и косвенные. Так в работе показано, что подавляющая часть водорастворенных газов, в первую очередь метан и ТУ, по генезису связана с нефтеобразованием и может служить региональным поисковым критерием при оценке перспектив нефтегазоносности отдельных территорий. Локальные

показатели связаны с ореольным рассеиванием компонентов, генетически связанных с залежами нефти и газа, и они, безусловно, относятся к прямым. Сюда относится, прежде всего, группа газовых показателей.

Таблица 3. Региональные гидрогеологические и гидрогеохимические показатели нефтегазоносности осадочных отложений Томской области

Группы показателей	Показатели	Водоносные комплексы отложений		
		меловых	юрских	палеозойских
Общегидрогеологические	1. Мощность водоупоров, м	>200	>100	нет данных
	2. Генетический тип воды	Седиментационный	Седиментационный	Седиментационный
	Степень разбавления инфильтрационными водами	<3.0	<2.0	<1.5
Гидродинамические	1. Тип водообмена	Элизионный	Элизионный	Элизионный
	Коэффициент аномальности напоров	1-1.02	1.0-1.08	1.0-1.12
	3. Водообильность, м ³ /сут	2-40	0.1-30	0.5-10
	4. Гидравлические уклоны	0.0001-0.0005	0.0004-0.0017	нет данных
	5. Скорости фильтрации воды, см/год	0.05-1.0	0.01-0.1	нет данных
Гидрогеохимические	1. Общая минерализация	15-40	20-50	25-60
	2. Содержание сульфат-ионов, мг/л	1.0-20	1.0-30	1.0-50
	3. Содержание брома, мг/л	30-60	60-100	40-120
	4. Содержание йода, мг/л	5-10	25-10	3.0-25
	5. Содержание бора, мг/л	15-40	20-50	30-100
	6. Cl/Br коэффициент	180-300	180-300	180-300
	7. гNa/гCl коэффициент	0.7-0.9	0.8-0.95	0.85-0.95
	8. I/Br коэффициент	0.13-0.20	0.06-0.15	0.05-0.10
Органохимические	1. Содержание C _{орг} , мг/л	50-100	40-50	60-80
	2. Содержание N _{орг} , мг/л	0.1-0.3	0.2-0.4	0.4-0.6
	3. Содержание органических кислот, мг/л	50-100	100-500	150-400
	4. Содержание аренов, мг/л	0.05-0.08	0.08-0.12	0.10-0.20
	5. Содержание алканов, C ₂ H ₆ , мг/л	4-8	6-10	10-15
Водно-газовые	1. Типы газов	Метановый	Метановый	Метановый
	2. Содержание CH ₄ , об%	80-90	65-80	70-85
	3. Содержание ТУ, об%	5-10	15-25	15-20
	4. Газовый фактор, л/л	0.6-1.2	0.8-1.8	0.8-1.5
Геотермические	1. Температура, °С	80-95	90-105	95-112
	2. Геотермический градиент (пределы и ср.)	4.4-5.7 (4.9)	1.4-5.0 (2.9)	1.1-6.2 (2.9)
Палеогидрогеологические	1. Фации	Прибрежно-морские, континентальные	Глубоководные, прибрежные, континентальные	морские
	Преобладание типа водообмена	Элизионно-фильтрационного	Элизионно-инфильтрационного	Элизионно-инфильтрационного
	3. Химический тип палеовод	Cl-Na	Cl-Na	Cl-Na
	4. Соленость палеовод, г/л	25-35	20-30	30-35
	5. Доля отжатых вод из глин, %	60-70	80-90	Не изучено

Разработанные гидрогеологические и гидрогеохимические критерии нами применены для оценки перспектив нефтегазоносности Вездеходной площади.

По составу подземные воды этой площади в апт-альб-сеноманских, неокомских (валанжин) и верхнеюрских отложениях солоноватые, гидрокарбонатные натриевые с минерализацией всего до 5.5 г/л. В нижней части разреза тюменской свиты минерализация вод резким скачком возрастает до 32, а в нижней части этой свиты достигает даже 70 г/л. Тип вод при этом меняется на хлоридно-натриевый. Воды палеозойских образований хлоридные натриевые, высокоминерализованные от 51.2 до 84.1 г/л. На изучаемой территории отмечается возрастание минерализации в восточном направлении, т.е. максимальные (аномальные для восточных районов) значения ее встречаются непосредственно на Владимировском своде. На других крупных положительных структурах (Ажарминский и Пайдугинский мегавалы) минерализация вод существенно ниже.

Закономерно меняется на площади и газовый состав подземных вод. Содержания метана хотя и высокие, однако диапазон их колебаний вниз по разрезу довольно узок и изменяется от 80 до 89.7 об%, а в подземных водах Вездеходной площади (скв. 1) отмечается сначала плавное снижение его содержания в среднеюрских отложениях от 88.8 до 80 об% с последующим возрастанием в нижнеюрских - до 89.7 об% и палеозойских - до 92.8 об%.

Газовый фактор с глубиной возрастает и составляет в валанжинских отложениях 0.25, в верхнеюрских - 0.3, в ниже-среднеюрских отложениях от 0.5 до 0.8 м³/м³, в палеозое изменяется от 0.4 до 1.2 м³/м³. Это говорит о перспективности (в нефтегазоносном отношении) исследуемых отложений, и в первую очередь ниже-среднеюрских и палеозойских.

В то же время следует отметить, что по распределению суммы тяжелых углеводородов, которые входят в группу перспективных газогидрогеохимических показателей, Владимировский свод в целом выделяется развитием полей относительно пониженных их значений (по сравнению с западными и центральными районами Томской области) от 0.38 до 3.0 об%.

Завершая характеристику геохимии подземных вод отложений мезозоя и палеозоя Вездеходной площади, можно сделать следующие выводы:

1. В меловом и большей части юрского разреза преобладают слабоминерализованные инфильтрационные воды, что говорит об их промытости. Значения других параметров ниже установленных в таблице 2 и характеризуют эти комплексы как малоперспективные для поисков скоплений углеводородов.

2. В нижней части мезозойского разреза (низы тюменской, пешковская и урманская свиты) развиты седиментогенные воды, вероятно поступающие в мезозойские отложения за счет разгрузки из палеозойского резервуара, воды в различной степени смешаны с инфильтрационными. Здесь наблюдается резкий скачок минерализации до 70.7 г/л, что на порядок выше, чем в других в вышележащих отложениях на исследуемой площади. При сравнении химического состава подземных вод исследуемой площади отмечается повышенное содержание ряда макрокомпонентов: хлор-иона до 43.4 г/л, натрия до 23.8 г/л, кальция до 2.89 г/л, значения Cl/Bг коэффициента до 282. Содержание брома достигает 153 мг/л, йода – до 5 мг/л. Также отмечается повышенное значение температуры - до 80°C. С учетом выявленной закономерности в пределах Вездеходной площади ниже-среднеюрские отложения можно рассматривать, как

перспективные на нефть и газ по водно-газовым показателям. Газовый фактор $0.8 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и наиболее высокое содержание метана до 89.7 об% и суммы ТУ до 0.8 об%, свидетельствуют о потенциальной перспективности данных отложений на нефть и газ.

3. В отложениях палеозоя развиты седиментогенные воды хлоридно-натриевого состава с минерализацией до 84 г/л. По содержанию йода подземные воды Вездеходной площади (по сравнению с другими исследуемыми площадями данного района) выделяются высокими его концентрациями, хотя изменения содержания по разрезу незначительны и варьируют в пределах от 1.4 до 5.9 мг/л. Содержание брома изменяется от 10-80 до 280 мг/л, Cl/Vr коэффициент - от 164 до 384.5. Температура пластовых вод с глубиной изменяется от 73°C до 91.8 °C. В исследуемых водах фиксируется весь комплекс углеводородных соединений, свойственных нефти. Так как метан является основным компонентом газов подземных вод, можно отметить перспективность исследуемых образований в пределах Вездеходной площади и, возможно, всей восточной части Томской области. Газовый фактор изменяется от 0.4 до 1.2 $\text{м}^3/\text{м}^3$, т.е. увеличение его значений не коррелирует с глубиной, что может быть связано с разной перспективой нефтегазоносности исследуемых интервалов. С позиций гидрогеологических предпосылок формирования и сохранения скоплений углеводородов возможно обнаружение в этих отложениях скоплений нефти и газа. Они являются также потенциально перспективными на поиски углеводородных скоплений по газогидрогеохимическим показателям.

Заключение

В результате проделанной многолетней работы по исследованию геохимии водорастворенных газов нефтегазоносных отложений Томской области, автором предложено решение некоторых теоретических и практических вопросов. Основные результаты этой работы сводятся к следующему:

1. Для подземных вод Томской области характерным является метановый тип водорастворенных газов, который имеет максимальное распространение во всех гидрогеологических комплексах. Кроме метановых в регионе также развиты метаново-углеводородные, метаново-азотные, азотно-метановые и азотные газы. Автором составлена серия электронных карт распространения водорастворенных газов по водоносным комплексам нижнего гидрогеологического этажа и выявлена их вертикальная и горизонтальная газовая зональность.

2. Обобщения имеющихся данных, позволило предложить оптимальный комплекс гидрогеологических и гидрогеохимических показателей для оценки перспектив нефтегазоносности как крупных территорий, так и локальных геологических структур и площадей. Удалось конкретизировать показатели для каждого водоносного комплекса. Применительно к Томской области прямыми показателями нефтегазоносности являются: газовый фактор, содержания суммы тяжелых углеводородов и метана, общая газонасыщенность и другие гидрогеологические показатели, свойственные каждому гидрогеологическому этажу.

3. Установлено, что основная составляющая водорастворенных газов, в первую очередь метан и ТУ, генетически связана с процессами нефтеобразования и может служить региональным поисковым критерием при оценке перспектив территорий на нефть и газ. По комплексу водно-газовых и гидрогеологических показателей Вездеходной площади дана оценка перспектив нефтегазоносности Владимировского свода и выделены в качестве перспективных отложения нижне-средней юры и палеозоя.

Список опубликованных работ

1. Углевороодоокисляющие бактерии как индикаторы гидрогеохимических сред. //Сборник трудов конференции. - г.Чита, 1987 г. (Соавторы Юшков С.А., Наливайко Н.Г., Стракевич О.Г.).
2. Окислительно-восстановительный потенциал природных вод районов нефтедобычи Томской области. //Депонировано в ВИМС - г. Томск, ТПУ, 1988 г. (Соавтор Стракевич О.Г.).
3. Водород в подземных водах юрского водоносного комплекса нефтегазоносного района Томской области. //Многоцелевые гидрогеохимические иссл. в связи с поисками п. и. и охр. подз. вод. - г. Томск, ТПУ, 1993 г., с. 85-87.
4. Водород в подземных водах нефтегазоносных районов Томской области, как возможный критерий решения поисковых задач. //IV Объед. межд. симпозиум по проблемам прикладн. геохимии, посвящ. памяти акад. Л.В. Таусона. - г. Иркутск, 1994 г., с. 144-145. (Соавтор Шварцев С.Л.).
5. Геохимия водорастворенных газов нефтегазоперспективных районов Томской области. //Перспект. нефтегазоносности слабоизуч. компл. отл. ю-в Зап.-Сиб. плиты. - г.Томск, Томскгеолком, 1995 г., с. 75-77. (Соавторы Шварцев С.Л., Манылова Л.С.).
6. Водорастворенные газы, как критерий оценки перспектив нефтегазоносности (на примере юго-востока Западно-Сибирской плиты). //Нефть и газ Западной Сибири. - г. Тюмень, 1996 г., с. 80-81. (Соавторы Шварцев С.Л., Назаров А.Д.).
7. Водород и метан в водорастворенных газах нефтегазоносных районов Томской области. //Природокомплекс Томской области. - г. Томск, 1996 г. (Соавторы Манылова Л.С., Олейникова Ю.Б.).
8. Термические условия нефтегазоносных районов Томской области. //Природокомплекс Томской области. - г. Томск, 1996 г. (Соавторы Жукова Т.А., Олейникова Ю.Б.).
9. Сумма тяжелых углеводородов в водорастворенных газах нефтегазоносных районов Томской области. //Проблемы геологии Сибири, т.2. Тез. докл. науч. конфер., посвящ. 75-лет геол. обр. в Том. - г. Томск, ТГУ, 1996 г., с. 308-309.
10. Геохимические особенности водорастворенных газов нефтегазоперспективных районов Томской области. //Геология и проблемы поисков новых крупных мест. нефти и газа в Сибири. - г.Новосибирск, СНИИГГиМС, 1996 г., с. 137-138. (Соавторы Шварцев С.Л., Манылова Л.С.).
11. Распределение суммы тяжелых углеводородов (ТУ) в водорастворенных газах нефтегазоносных районов Томской области. //Молодежь и проблемы геологии. - г. Томск, ТГУ, 1997 г., с. 113-114. (Соавторы Шварцев С.Л., Манылова Л.С.).
12. Гирогеологические показатели нефтегазоносности юрских и доюрских отложений Вездеходной площади (восточная часть Томской области). //Матер. Всероссийского совещ. по подземным водам Вост. России. - г. Тюмень, ТГНУ, 1997 г., с. 38. (Соавторы Шварцев С.Л., Манылова Л.С.).
13. Газовые критерии нефтегазоносности Томской области. //Актуальные вопросы геологии и географии Сибири. - г. Томск, ТГУ, 1998 г., т.2., с. 84-86. (Соавторы Шварцев С.Л., Манылова Л.С.).
14. Региональные закономерности и причины изменчивости солёности подземных вод юрских отложений Томской области. //Проблемы региональной гидрогеологии. –

г. Санкт-Петербург, 1998 г., с. 82-84. (Соавторы Назаров А.Д., Шварцев С.Л., Шатилова Т.Н.).

15. Газовый состав подземных вод юрских отложений Томской области. //Материалы региональной конф. геологов России, Геолком. - г. Томск, 2000 г., т. 1, с. 404-406.

16. Водорастворенные газы нефтегазоносных отложений Томской области. //Востокгазпром. - г. Томск, 2000 г., с. 161-164. (Соавтор Шварцев С.Л.).

17. Гидрогеохимические особенности мезозойских и палеозойских отложений района Вездеходной площади в связи с оценкой перспектив их нефтегазоносности. //Обской вестник, 2001 г., № 1, с. 22-29. (Соавторы Конторович А.Э., Шварцев С.Л.).