

На правах рукописи

Нежданов Алексей Алексеевич

**СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ
СИБИРИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ПРОГНОЗА И КАРТИРОВАНИЯ
НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШЕК И ЗАЛЕЖЕЙ УВ**

Специальность 25.00.12 - Геология, поиски и разведка
горючих ископаемых

А в т о р е ф е р а т

диссертации на соискание ученой степени доктора
геолого-минералогических наук

Тюмень 2004

Работа выполнена в ООО «ТюменНИИгипрогаз»
и в Тюменском Государственном нефтегазовом университете
(ТГНГУ)

Официальные оппоненты: Доктор геолого-минералогических наук
профессор Р.М. Бембель
(ТюмГНГУ, г. Тюмень)
Доктор геолого-минералогических наук
профессор Н.П. Запивалов
(ИГНГ СО РАН, г. Новосибирск)
Доктор геолого-минералогических наук
профессор К.А. Клещев
(ВНИГНИ, г. Москва)

Ведущее предприятие: Всероссийский научно-
исследовательский геологоразведочный
институт (ВНИГРИ),
г. Санкт-Петербург

Защита диссертации состоится «20» декабря 2004 г. в 14 час.
на заседании диссертационного совета № Д 212.273.05 при Тюменском
государственном нефтегазовом университете (ТюмГНГУ)
Адрес: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 56, ТюмГНГУ, ауд. 113

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ТюмГНГУ

Автореферат разослан «_____» ноября 2004 г.

Отзывы просим направлять по адресу:
625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 56, ТюмГНГУ
E-mail: seismics@gipro.tyumen.ru

Ученый секретарь диссертационного совета,
доктор геолого-минералогических наук
профессор

А.А. Дорошенко

Общая характеристика работы

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн, ресурсы которого, по разным оценкам, освоены на 50-70%, был и остается основой нефтегазодобывающей промышленности России, определяющей экономическое состояние страны.

И в перспективе роль Западной Сибири в восполнении запасов природных энергоносителей остается весьма высокой. Поэтому *актуальность работы*, направленной, в основном, на выявление скрытой нефтегазоносности Западной Сибири, очевидна и определяется значением нефтегазового комплекса этого региона в экономике России и необходимостью подготовки здесь новых ресурсов УВ сырья, рентабельного для разработки.

В связи с исчерпанием фонда крупных антиклинальных структур, с которыми связаны уникальные по запасам месторождения УВ Западной Сибири, поисково-разведочные работы на нефть и газ преимущественно ориентированы на сложно построенные объекты, которые в большинстве относятся к неантиклинальным и комбинированным ловушкам и залежам УВ, залегающим на больших глубинах. Проводятся геологоразведочные работы и в новых, окраинных районах бассейна, строение которых слабо изучено, а УВ потенциал - дискуссионен.

Объектом исследований, в связи с этим, явились практически все нефтегазоносные районы Западной Сибири, а также ее периферийные территории, примыкающие к Уралу и р. Енисей, южная часть Тюменской области.

Ведущим методом поисково-разведочных работ на нефть и газ является сейсморазведка МОГТ и возникшее на ее основе новое интегративное геолого-геофизическое научное направление – сейсмостратиграфия или сейсмогеология. Широкое использование принципов сейсмостратиграфии и интерпретация с этих позиций данных сейсморазведки МОГТ привели к существенному уточнению строения большого числа месторождений нефти и газа в разных регионах мира, в том числе и в Западной Сибири.

Сейсмогеологическому изучению регионального строения Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, прогнозу и картированию ловушек и залежей УВ посвящены исследования А.Н. Бабурина, Н.М. Белкина, Р.М. Бембеля, В.А. Бененсона, И.И. Бобровника, И.А. Гавриленко, Е.А. Галаган, В.Я. Гидиона, Л.Ш. Гиршгорна, А.Н. Задоевко, В.П. Игошкина, В.А. Конторовича, В.А. Корнева, В.И. Кузнецова, Н.Я. Кунина, О.М. Мкртчяна, А.Л. Наумова, А.А. Нежданова, В.В. Огибенина, В.Г. Смирнова, Л.Е. Сокола, В.И. Соколова, В.С. Соседкова, Ю.Н. Суркова, Н.Н. Тумано-

ва, Н.А. Трапезниковой, Л.Л. Трусова, С.П. Тюнегина, В.П. Четвертных, И.Л. Цибулина, Ю.А. Цимбалюка и многих других.

Этими работами был заложен фундамент существующих представлений о строении нефтегазоносных комплексов, разработаны методические приемы сейсмогеологического изучения ловушек и залежей УВ, зартированы перспективные объекты, в которых открыты новые залежи нефти, газа и газового конденсата. Тем не менее, усложнение поисковых задач требует совершенствования методик картирования нефтегазоносных объектов сложных типов, разработки новых интерпретационных подходов. Сеймостратиграфия опирается на понятия циклической седиментации, или циклогенеза, однако многие теоретические и практические вопросы этого научного направления разработаны недостаточно.

Изучением вопросов регионального геологического строения Западной Сибири и прогнозом нефтегазоносности различных районов и комплексов, в разные годы, с использованием различных критериев (и с разных позиций) занимались С.В. Аплонов, В.Н. Бородкин, В.С. Бочкарев, Ф.Г. Гурари, В.П. Гаврилов, Г.А. Габриэлянц, А.Н. Дмитриевский, Е.Г. Журавлев, Н.П. Запивалов, О.М. Мкртчян, Г.П. Мясникова, Ю.Н. Карогодин, В.И. Кислухин, К.А. Клещев, А.Э. Конторович, Н.Х. Кулахметов, П.К. Куликов, А.Л. Наумов, Н.Н. Немченко, И.И. Нестеров, Н.Н. Ростовцев, М.Я. Рудкевич, В.А. Скоробогатов, А.П. Соколовский, В.С. Сурков, Ф.З. Хафизов, В.И. Шпильман и многие другие исследователи. Несмотря на то, что Западно-Сибирский бассейн является во многих отношениях детально изученным, отдельные принципиальные вопросы его строения и нефтегазоносности остаются дискуссионными вплоть до настоящего времени.

К таким геологическим вопросам следует отнести стратификацию нижних горизонтов осадочного чехла и неокотских отложений, формирование так называемых «аномальных» разрезов битуминозных глин. В отношении нефтегазоносности – это выбор критериев прогноза скоплений УВ, оценка перспективности различных нефтегазоносных комплексов и районов бассейна. Геолого-геофизическая информация, полученная в Западной Сибири в последние десятилетия и позволяющая во многом решить эти вопросы, требует осмысления с учетом современных научных парадигм и теорий. Кроме того, использование широкого комплекса геолого-геофизических методов исследований потребовало уточнения методологических вопросов геологических и сеймостратиграфических исследований. **В связи с вышеизложенным, основные цели исследований** преследовали поиск общих закономерностей строения и размещения нефтегазоперспективных объектов сложных типов, разработку методики их прогноза,

оптимизацию поисков и разведки ловушек и залежей УВ по комплексу геолого-геофизических методов.

Исходя из общей цели исследований, решались *следующие задачи*:

- уточнение методологии геолого-геофизических исследований;
- изучение цикличности и условий образования нефтегазоносных юрско-меловых отложений;
- разработка приемов и методики картирования тупиковых ловушек и залежей УВ по комплексу геолого-геофизических методов, в первую очередь, по данным сейсморазведки МОГТ и бурения;
- анализ строения, закономерностей формирования и размещения неантиклинальных и комбинированных (тупиковых) ловушек и залежей УВ основных нефтегазоносных комплексов Западной Сибири;
- оценка перспектив нефтегазоносности отдельных районов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, обоснование методики и основных направлений геологоразведочных работ, проводимых предприятиями ОАО «Газпром» в Западной Сибири.

Фактический материал и методы исследований

Представленная работа является результатом многолетних исследований, проводимых автором в учебной и научно-исследовательских организациях Тюмени (ТИИ - ныне ТюмГНГУ, ЗапСибНИГНИ, ЗапСибНИИ-Геофизика - ныне ЗапСибНИИГиГ) и завершенных в ООО «ТюменНИИ-гипрогаз».

Она основана на обширном геолого-геофизическом материале, включающем описания керн более 1000 поисковых и разведочных скважин, выполненные автором за период с 1969 г. по 2001 г., результаты палеонтологических и палинологических исследований, в том числе и по многочисленным личным находкам фауны, компилятивные и полученные автором данные по литологии, геохимии и минерально-петрографическому составу пород юрско-меловых отложений разных районов Западной Сибири.

Использованы данные ГИС по большинству поисковых и разведочных скважин, пробуренных в Западной Сибири, обширная нефтегеологическая информация (результаты испытания скважин, определения коллекторских свойств), материалы как региональных (около 40 тыс. пог. км) так и площадных сейсморазведочных работ МОГТ 2D и 3D (более 100 сейсмопартий), интерпретация материалов по многим из которых выполнена при участии, или под руководством автора.

В комплексе проведенных исследований использованы приемы лито- и биостратиграфического, литолого-палеогеографического, формационного и сейсмостратиграфического видов анализа. В качестве общеметодического подхода при выполнении работы использован системный анализ, основанный на комплексном изучении объектов, выявлении причинно-следственных связей между разнородными геологическими явлениями. Это относится как к выделению и изучению породно-слоевых ассоциаций или тел-систем (циклитов), так и к анализу общих закономерностей строения и развития Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Используются результаты геолого-геофизических исследований, обработка которых выполнена на современных программно-технических комплексах.

Научная новизна диссертации заключается в следующем:

- разработан ряд принципиальных вопросов теории циклической седиментации (циклогенеза), в частности, введено понятие «конвергенции», или перерождения структуры циклитов в разных фациальных условиях при едином – трансгрессивно-регрессивном режиме циклогенеза. Использование этой модели позволило, в отличие от ранее предлагавшихся схем цикличности, проследить по сейсмогеологическим данным изохронные (квазисинхронные) границы седиментационных циклов в разнофациальных отложениях юры и мела Западной Сибири в региональном – зональном плане, разработать региональную схему цикличности мезозоя-кайнозоя Западной Сибири, имеющую прогностическое значение и в плане нефтегазоносности;

- с позиций циклогенеза - обосновать классификацию осадков по стратиграфической полноте, что позволило более полно познать строение продуктивных отложений;

- созданы новые методики картирования сложнопостроенных ловушек и залежей УВ по данным сейсморазведки МОГТ и бурения, что дало возможность успешно выполнить их изучение на многих площадях и месторождениях;

- установлены общие и индивидуальные закономерности размещения резервуаров, способных содержать залежи УВ как в пределах единичных циклитов, так и основных нефтегазоносных комплексах Западной Сибири, что позволило дать прогноз их локализации по сейсмогеологическим данным при исследованиях различного масштаба, на разных стадиях геологоразведочного процесса;

- определена ведущая роль геодинамических факторов как в развитии Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (эндогенный кон-

троль глобальных и региональных трансгрессий), так и в размещении скоплений УВ. На этом основаны региональные циклостратиграфические построения и высокая оценка перспектив доюрского нефтегазоносного комплекса в целом по Западной Сибири, а также возможность более обоснованно дифференцировать слабо изученные районы по продуктивности.

Защищаемые положения

1. Модель циклогенеза (циклической седиментации), заключающаяся в признании доминирующим трансгрессивно-регрессивного режима осадконакопления. Реализация этого режима в разных фациальных зонах приводит к формированию циклитов разных структурных типов (явление конвергенции структуры циклитов) и разрезов различной стратиграфической полноты (дефицентные, перфектные, транзиентные типы разрезов).

Циклостратиграфические исследования, основанные на этой модели, позволили уточнить стратиграфию мезозойских отложений Западной Сибири (циклостратиграфическая схема нижней-средней юры, предложения по выделению циклитов, или хронолитов в верхней юре, неокоме, аптеальбе).

2. Методы прогноза и картирования неантиклинальных и комбинированных (тупиковых) ловушек и залежей УВ по сейсмогеологическим данным, основанные на их морфогенетической классификации и «сейсмических образах». Ведущим методическим приемом является сейсмопалеогеоморфологический подход, основанный на анализе временных толщин и морфологии сейсмокомплексов.

3. Региональные и локальные закономерности размещения резервуаров неантиклинальных и комбинированных ловушек и залежей УВ, определяющие основные направления и методику геологоразведочных работ. Общей, универсальной закономерностью является связь повышенных толщин песчаных резервуаров с аллювиально-дельтовыми источниками питания бассейна обломочным материалом (наличие русловых и канальных седиментационных форм, «наложенных» и «вложенных депоцентров» в юрских и меловых отложениях).

Такой же общей закономерностью является приуроченность повышенных толщин песчаных резервуаров в базальных трансгрессивных толщах к склонам конседиментационных поднятий. Это обусловлено влиянием закона миграции фаций и увеличением длительности трансгрессивного намыва песков на палеогеоморфологических барьерах.

Для нижней-средней юры установлено повышение песчанистости разрезов и улучшение коллекторских свойств на территориях, приближенных к региональным и крупным внутренним источникам сноса терриген-

ного материала. Это определяет стратегию поисков рентабельных для разработки месторождений в нижней-средней юре.

В клиноформных циклитах неокома - поздней юры выявлена приуроченность песчаных резервуаров к палеогеоморфологическим зонам – преимущественно к ундатеме и фондотеме; отмечена прямая связь толщин ачимовских отложений с темпами проградационного заполнения глубоководного бассейна осадками;

4. Закономерности локализации неантиклинальных и комбинированных (тупиковых) ловушек и залежей УВ в кровле доюрского основания, в отложениях юры и неокома, позволяющие более обоснованно прогнозировать их локализацию по сейсмогеологическим данным на разных стадиях поисково-разведочного процесса;

5. Модель развития и нефтегазоносности рифтогенного Западно-Сибирского бассейна, определяемая глобальными и региональными геодинамическими процессами:

- глобальные и региональные трансгрессии, отражаемые цикличностью строения осадочного чехла Западной Сибири, связаны либо с этапами глобального повышения уровня мирового океана вследствие спрединга, либо – с этапами активного регионального прогибания западно-сибирского сегмента земной коры;

- размещение нефтяных и газовых месторождений контролируется расстоянием от палеорифтов и рифтоподобных структур;

- древняя зона субдукции Урало-Казахстанской и Сибирской плит контролирует расположение большинства уникальных месторождений УВ Западной Сибири. По этой зоне наиболее «жестко» передались горизонтальные сдвиговые деформации, обусловленные раскрытием Евразийского арктического бассейна в палеогене, что привело к формированию крупных антиклинальных структур, контролирующих основные месторождения Западной Сибири;

- уникальные скопления УВ в глубоких горизонтах юры и неокома (ачимовская толща) севера Западной Сибири, характеризующиеся наличием массивной системы АВПД, связаны с активными геодинамическими (флюидодинамическими) зонами.

Отмеченные закономерности использованы для прогноза нефтегазоносности и определения основных направлений и методов геологоразведочных работ предприятий ОАО «Газпром» в Западной Сибири.

Практическая значимость.

Исследования автора, проводившиеся в рамках научных программ МинГео (ЗапСибНИГНИ, ЗапСибНИИГеофизики) и ОАО «ГАЗПРОМ» (ООО «ТюменНИИгипрогаз»), всегда были тесно связаны с решением производственных задач, планированием и проведением геологоразведочных работ (сейсморазведка МОВ ОГТ, поисковое и разведочное бурение).

Результаты стратиграфических исследований реализованы в региональной стратиграфической схеме нижней-средней юры Западной Сибири, утвержденной МСК в 1991 г., а также в каталогах стратиграфических разбивок.

Карты строения отложений ранней-средней юры и неокома, как в целом по Западной Сибири, так и по отдельным нефтегазоносным районам, использованы для постановки площадных сейсморазведочных работ МОГТ «Хантымансийскгеофизикой», «Ямалгеофизикой», «Баларусьгеофизикой». Закономерности распространения ловушек неантиклинального и комбинированного типов учтены при планировании геологоразведочных работ «Главтюменьгеологией» и ОАО «Газпром». Рекомендации на постановку глубокого поискового и разведочного бурения реализованы в производстве.

По рекомендациям автора и проектам, выполненным под его руководством или при непосредственном участии, открыты Западно-Талинское нефтяное месторождение (пласты Ю₇, Ю₁₀) в Красноленинском нефтегазоносном районе, Западно-Айпимское нефтяное месторождение (пласты Ю₂, Ю₀, ачимовская толща, АС₁₀-АС₁₁) в Сургутском районе, Северо-Кальчинское (Уватский район) и Восточно-Медвежье (Надымский район) нефтяные месторождения (ачимовская толща), Средненадымское нефтяное месторождение (пласт Ю₂), Северо-Каменномысское, Каменномысское-море и Обское газовые месторождения (сеноман) в Обской губе.

Открыты новые залежи УВ на Песцовом (юра, ачимовская толща) месторождении, проведена доразведка Западно-Таркосалинского, Губкинского, Северо-Губкинского, Присклонового, Восточно-Таркосалинского, Уренгойского, Ямбургского и др. месторождений. Получены (на момент написания автореферата диссертации) прямые признаки нефтегазоносности глубоких горизонтов (неоком, юра) на уникальном Медвежьем (Надымский район) газовом месторождении.

Методические приемы картирования ловушек УВ литологического, стратиграфического и комбинированного типов использованы в производстве («ЗапСибНИИГеофизика», ООО «ТюменНИИгипрогаз», ЦАГГИ АО «Хантымансийскгеофизика», АО «Ямалгеофизика», АО «Башнефтегеофизика», АО «Paradigm Geophysical» и др.).

Апробация работы

Результаты проведенных исследований и основные положения диссертации докладывались: - на международных симпозиумах, совещаниях и конференциях - на 34-ом (Будапешт, 1989 г.) и 35-ом (Варна, 1990 г.) геофизических симпозиумах, на симпозиуме «Геодинамическая эволюция осадочных бассейнов» (Москва, 1992 г.), на геофизическом симпозиуме SEG-95 (Санкт-Петербург, 1995 г.) и др.;

- на всесоюзных совещаниях и конференциях: «Роль минералогии в поисках нефтяных и газовых месторождений» (Киев, 1976 г.), «Палеогеоморфологические методы и их роль в повышении эффективности поисковых работ на нефть и газ» (Москва, 1978 г.), «Методика поисков стратиграфических и литологических залежей нефти и газа» (Баку, 1983 г.), «Конкреции и конкреционный анализ нефтегазоносных формаций» (Тюмень, 1983 г.), «Значение стратиграфических исследований при поисках нефти и газа» (Ашхабад, 1983г.), «Цикличность осадконакопления и закономерности размещения залежей УВ» (Новосибирск, 1985 г.), «Перерывы, несогласия, неантиклинальные ловушки по данным сейсмостратиграфии» (Минск, 1987 г.), «Сейсмостратиграфические исследования при поисках месторождений нефти и газа (Чимкент, 1988 г.), «Современные методы геологической интерпретации геофизических данных при решении задач поисков и разведки залежей нефти и газа» (Ленинград, 1991 г.);

- на межведомственных совещаниях - по разработке Региональных стратиграфических схем мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины (Тюмень, 1976, 1990, 2004 г.г.), на заседаниях секции «Сейсмостратиграфия» научного совета АН СССР по проблемам физики Земли и геофизическим методам разведки (Москва, 1988, 1990 г.г.), на совещании по принципам составления литмо(цикло)стратиграфических схем в СО АН СССР (Новосибирск, 1986 г.).

На региональных совещаниях: «Геология, стратиграфия и полезные ископаемые Сибири» (Томск, 1979 г.), «Комплексирование геолого-геофизических методов исследования при локальном прогнозе и разведке залежей нефти и газа Западной Сибири» (Тюмень, 1983 г.), «Корреляция и индексация продуктивных пластов мезозоя Западной Сибири» (Тюмень, 1986 г.), «Проблемы локального прогноза и разведки залежей нефти и газа Западной Сибири» (Тюмень, 1987 г.), «Принципы индексации и корреляции сейсмических отражающих горизонтов и разработка региональных стратиграфических схем» (Тюмень, 1988 г.), «Обоснование терминологии и номенклатуры стратиграфических подразделений юры и неокома Западной Сибири» (Ханты-Мансийск, 1989 г.), «Основные проблемы нефтегазо-

ности Западной Сибири и современные методы обработки геолого-геофизической информации» (Тюмень, 1989 г.).

На сессиях Тюменского отделения Всесоюзного минералогического общества (Тюмень, 1980, 1982, 1987, 1989, 1991 г.г.), на рабочих совещаниях «Главтюменьгеологии» и концерна «Тюменьгеология» по рассмотрению планов работ на нефть и газ (Тюмень, 1985-1993 г.г.), на совещаниях по направлениям геологоразведочных работ предприятий ОАО «ГАЗПРОМ» и освоению сырьевой базы Ямало-Ненецкого АО (г.г. Новый Уренгой, Салехард, Тюмень, Надым, Ямбург, Москва, 1996-2004 г.г.), на выездных заседаниях комиссии газовой промышленности по разработке месторождений и использованию недр и ежегодного координационного геологического совещания ОАО «ГАЗПРОМ» (г.г. Москва, Тюмень, Раменское, Тверь, Сочи, Астрахань, 1998-2004 г.г.) и др.

Публикации. Автором опубликована 101 научная работа, из них по теме диссертации - 47 публикаций, в том числе две книги и два научно-технических обзора. Кроме того, результаты выполненных исследований изложены более чем в 50 научно-производственных отчетах.

Структура работы. Диссертация состоит из введения, пяти глав и заключения и содержит 297 стр. текста, 121 рис., библиография - 271 наименование.

Благодарности. Автор выражает признательность своим коллегам и руководителям по многолетним исследованиям, проводимым в ЗапСибНИГНИ и ЗапСибНИИГеофизике.

За помощь и поддержку выражаю признательность руководству ООО «ТюменьНИИгипрогаз» - Г.В. Крылову и Н.А. Туренкову, особо благодарен я своим коллегам, которые осуществили практическую реализацию моих идей – Е.В. Герасимовой, С.А. Горбунову, И.В. Косареву, Л.Б. Кадербасовой, М.И. Куренко, Г.В. Магденко, В.В. Огигенину, А.Д. Авраменко, В.А. Боровинской, С.А. Черкашину, Н.Н. Яицкому и др.

1. Методологические вопросы проводимых исследований

Рассмотрение методологических вопросов стратиграфических, палеогеографических, сейсмостратиграфических исследований Западной Сибири свидетельствует, что в большинстве случаев использование какого-либо отдельного метода (например, для стратиграфических целей – био-стратиграфического или литологического) не может дать однозначных и достоверных результатов, как вследствие ограничений отдельных методов, так и недостатка и кондиционности имеющихся данных. Повышение эф-

эффективности исследований может быть получено только при использовании комплекса методов. Для изучения строения нефтегазоносных бассейнов, это, в первую очередь, комплексирование сейсморазведочной и разнообразной геологической информации, данных ГИС.

Сеймостратиграфию - интегративное направление геолого-геофизических научных исследований, следует рассматривать как ведущий метод изучения осадочных бассейнов. Обосновано использование термина «seismic sequence» в качестве полного эквивалента термина «сейсмоциклит» и ошибочность отождествления их с термином «сейсмокомплекс», который является термином свободного пользования, вне зависимости от цикличности изучаемых отложений. В то же время признано недопустимым отождествление выделяемых сеймостратиграфических единиц с геологическими телами. Для более полной расшифровки строения последних и используются специальные приемы сеймостратиграфических исследований (моделирование, анализ сейсмофаций, толщин сейсмокомплексов, динамически анализ и т.п.).

Приведен критический обзор представлений о быстрых падениях уровня, моря, выделяемых авторами «Сейсмической стратиграфии» по сейсмофациальным особенностям. Геологических «улик» такого явления в Западной Сибири, как и во многих других бассейнах, не установлено.

При решении утилитарных задач сеймостратиграфии (картирование ловушек и залежей УВ) выделено два случая. Первый, когда ловушка или залежь находит адекватное отражение в атрибутах сейсмического волнового поля, например, картируется аномалией типа залежь (АТЗ). Второй - когда нефтегазоносный или перспективный объект (залежь или ловушка) в сейсмических динамических и других атрибутах практически не выражен.

В первом случае картирование объекта является чисто инженерной задачей, во втором – требует обнаружения каких-либо непрямых, опосредованных связей между сейсмическими атрибутами и изучаемыми объектами. Решение этой по существу геологической задачи, является, по мнению Р.Е. Шериффа, скорее искусством, чем наукой. Подчеркнуто, что в этом случае, из-за ограниченных возможностей динамического анализа, важную роль в картировании ловушек и залежей УВ сложных типов играет сеймопалеогеоморфологический подход.

Для объяснения низкой эффективности применения АВО-анализа в Западной Сибири проанализированы результаты лабораторных исследований, приведенные А.Р. Грегори (Сейсмическая стратиграфия, 1982 г.). Эти данные свидетельствуют, что использование АВО-анализа, основанного на различиях V_p/V_s может быть эффективным для оценки УВ-насыщения резервуаров с пористостью 0.32 и более, что для условий Западной Сибири

отвечает только сеноманским отложениям. По более глубоким горизонтам использование анализа V_p/V_s вряд ли оправдано из-за низкой пористости коллекторов, при которой водо-, нефте- и газонасыщенные резервуары по этому параметру значимо не различаются.

Для сеномана, залегающего в верхней части разреза, использование метода AVO осложнено тем, что на больших удалениях происходит сильное кинематическое растяжение сигнала. Использование процедуры хирургического мьютинга, устраняющей эти искажения, резко снижает кратность наблюдений, поэтому расчеты значений псевдокоэффициента Пуассона не корректны.

Приведен обзор сейсмостратиграфических исследований в Западной Сибири. Отмечено, что региональные сейсмостратиграфические исследования в 80-х г.г. позволили получить представления о строении сейсмических комплексов (СК) осадочного чехла, промежуточного структурного этажа и фундамента Западной Сибири, наметить перспективные участки и зоны, рекомендованные к постановке детальной сейсморазведки МОГТ и бурения, что привело к открытию новых месторождений УВ. Сейчас такие исследования практически не проводятся. Обширные окраинные части Западно-Сибирского бассейна, представляющие несомненный нефтегазопыисковый интерес, не охвачены региональной сейсморазведкой МОГТ.

В сейсмостратиграфических исследованиях на поисковом и разведочном этапах по сравнению с 80-90 г.г. прошлого века установлены лишь количественные изменения, в частности, повышение детальности площадных работ МОГТ 2D, выполнение значительных объемов съемок МОГТ 3D. При проведении полевых работ используются более сложные системы наблюдений, значительно повышена кратность суммирования. Обработка сейсморазведочных данных проводится с использованием все более совершенных и сложных программно-технических комплексов.

Например, широко используется миграция до суммирования, что положительно сказывается на геологической информативности сейсморазведочных данных, особенно в доюрских образованиях. Но эти изменения касаются технологии полевых работ и обработки исходных материалов.

В части интерпретации совершенствуются лишь пакеты программ, позволяющие проводить дополнительную, «интерпретационную» обработку сейсмических данных МОГТ (AVO-анализ, сейсмическая инверсия, анализ сейсмических колебаний с использованием нейронных сетей и т.п.). Однако не установлено перехода количественных изменений фиксации сейсмических полей в качественно новую сейсмостратиграфическую или геологическую информацию. Как исключение из высказанного положения, можно рассматривать, пожалуй, сейсморазведку МОГТ 3D. На временных

срезах (time slices) кубов сейсмических данных по разным районам Западной Сибири и на различных стратиграфических уровнях установлены дизъюнктивные дислокации, индивидуальные речные русла, дельтовые протоки, каналы турбидитовых потоков и т.п.

Тем не менее, даже эти «высокоразрешенные» данные в большинстве случаев не позволяют картировать залежи УВ не только в юрских, но и в неокомских отложениях, что обусловлено недостаточно высокой акустической контрастностью продуктивных резервуаров по отношению к вмещающим породам и тонкослоистостью изучаемых разрезов

Экспертно установлено что в динамических параметрах сейсмических волн в той или иной степени находит отражение не более 20% залежей УВ Западной Сибири. В первую очередь это сводовые газовые залежи в сеноманских отложениях, залежи газа и газированных нефтей в высокопористых пластах неокома и апта, ряд типов литологических залежей газоконденсата и нефтей в нижних шельфовых неокомских пластах. В связи с этим роль «геологической составляющей» в интерпретации сейсморазведочных данных должна быть более значимой.

2. Анализ цикличности осадочных толщ – методологическая основа сейсмогеологических исследований

В качестве методической основы сейсмогеологических исследований рассмотрен анализ цикличности осадочных толщ. Циклиты являются геологическими телами надпородного, формационного уровня организации, эмерджентным свойством которых является парагенез слагающих их элементов.

Рассмотрены циклостратиграфическое и формационно-циклическое направления анализа цикличности. Первое из них, имеющее длительную историю (от работ А. Вернера и д'Орбиньи) недостаточно широко используется для решения стратиграфических задач. По моему мнению, именно непризнание ярусов циклически построенными регионально прослеживаемыми лито-(или цикло)стратиграфическими подразделениями, а трактовка их только как геохронологических (по сути - биостратиграфических) подразделений, является одной из основных причин большинства проблем региональной стратиграфии.

Установленная в стратотипических разрезах ярусов, являющихся циклитами трансгрессивно-регрессивного режима, последовательность смены фаун может быть обусловлена, в первую очередь, изменением условий седиментации - регрессиями морского бассейна. В таком случае, при сохранении глубоководного режима седиментации в течение длительного

времени, классическая последовательность аммонитовых зон может и нарушаться. Не сталкиваемся ли мы в неокоме Западной Сибири именно с такой ситуацией?

Поскольку многие ярусы характеризуются четко выраженным “циклическим” строением, в ряде случаев цикличность может быть использована для выделения ярусов как единиц общей стратиграфической шкалы, что было показано ранее С.Л. Афанасьевым (1983 г.).

Формационно-циклическое направление основано на парагенетической связи элементов циклитов, обусловленной законом миграции фаций Головкинского-Вальтера или Уиллера-Бисли. Суть его в следующем: вертикальная стратификация пород в разрезе (в пределах единичного седиментационного цикла) повторяет латеральное расположение фациальных зон вкрест простиранья береговой линии бассейна седиментации.

Для условий Западной Сибири формационно-циклический подход дает более однозначные результаты при прогнозировании НАЛ УВ в клиноформном неокомском комплексе. Для мелководных и субконтинентальных отложений этот метод менее достоверен и может дать лишь общие, региональные закономерности. Следует заметить, что и «сиквенс стратиграфия» имеет такие же ограничения.

Именно действием закона миграции фаций объяснена диахронность всех тангрессивных маркирующих горизонтов, являющихся литологическими а не «стратиграфическими» границами. Последние могут быть связаны только с поверхностями вторичных (постседиментационных) стратиграфических несогласий. Однако степень диахронности тангрессивных горизонтов значительно меньше, чем у других геологических тел и не может быть точно оценена биостратиграфически. Поэтому при геологических построениях они условно принимаются изохронными.

Разработан ряд принципиальных вопросов теории циклогенеза, в которую введено понятие конвергенции (перерождения) структуры и состава циклитов в различных фациальных зонах. Это явление описано на примере юры и мела Западной Сибири, являющейся уникальным полигоном для изучения цикличности осадконакопления. Например, в позднеюрских отложениях установлены разнообразные структурные типы циклитов – от регрессивных и прогрессивно-регрессивных циклитов (по Ю.Н.Кародину) на востоке, через практически однородные, глубоководно-глинистые, или «константные» разрезы в центральной, глубоководной части бассейна, к прогрессивным циклитам на поднятиях Шаимского и Березовского районов.

Наиболее резко конвергенция циклитов проявляется в неокомских отложениях, накапливавшихся в разнофациальных, мелководных и глубоководных условиях, при лавинных скоростях седиментации.

Отмечена неправомерность использования термина «некомпенсированное» осадконакопление. Более точно отражает тип глубоководных осадков термин «дефицентные» отложения. Предложена классификация осадочных тел по стратиграфической полноте (транзиентные, перфектные, дефицентные). Это позволило:

- предложить единый, универсальный (трансгрессивно-регрессивный) режим циклогенеза, реализация которого в различных фациальных условиях приводит к формированию циклитов разных структурных типов и состава;

- разработать классификацию стратиграфических несогласий (первичные – транзиентные (связанные с проносом, или транзитом осадочного материала в континентальных или мелководно-морских условиях) и дефицентные (связанные с непоступлением, или дефицитом осадков в глубоководно-морских условиях) и вторичные (постседиментационные) несогласия;

- составить региональную циклостратиграфическую схему мезозойско-кайнозойских отложений Западной Сибири, основанную на выделении и прослеживании циклитов трансгрессивно-регрессивного режима, или, в стратиграфическом отношении, геологических тел с наиболее изохронными границами - хронолитов.

В мезозое и кайнозое Западной Сибири выделены и изучены по сейсмогеологическим данным хронолиты, или циклиты регионального и субрегионального рангов, которые должны являться основными единицами региональной стратиграфической шкалы (региорусами). Выделено 16 региональных трансгрессивно-регрессивных циклов (циклитов), охватывающих стратиграфический диапазон геттанг - олигоцен. К их границам приурочены региональные трансгрессивные МГ, с большинством из которых связаны устойчивые, в том числе и все опорные отражающие сейсмические горизонты (ОГ). Приведено описание этих циклитов.

В качестве практического следствия, вытекающего из этой схемы, автором (совместно с В.В.Огибениным) была составлена региональная циклостратиграфическая схема ниже-среднеюрских отложений Западной Сибири, принятая межведомственным стратиграфическим совещанием и утвержденная МСК в 1991 г.

В кимеридже - берриасе в северо-восточных районах Западной Сибири предложено выделение трансгрессивно-регрессивных циклитов (или хронолитов) с устойчивыми границами (толькинского, часельского, селькупского). Для этих же районов целесообразно трассирование границы ап-

та-альба по сейсмогеологическим данным (по ОГ М') с выделением стратон комплексного, геолого-геофизического обоснования.

Региональная схема цикличности осадочного чехла Западной Сибири сопоставлена с графиком относительных изменений уровня моря 2-го порядка по П. Вейлу. Установлена их синфазность на большинстве стратиграфических уровней. Вместе с тем отмечено, что оценки скоростей трансгрессий и регрессии по Вейлу и в Западной Сибири резко различны, не установлено в Западной Сибири и резких падений уровня моря в ранней юре, берриасе, верхнем мелу-палеогене. В связи с этим рассмотрены тектонические аспекты формирования Западно-Сибирского седиментационного бассейна. Автор, вслед за другими исследователями (Ю.Т. Афанасьев, О.Г. Жеро, Е.Г. Журавлев, К.А. Клещев, Г.П. Мясникова, Л.В. Смирнов, В.С. Сурков, В.С. Шеин, В.И. Шпильман и др.) придерживается мнения о рифтогенной природе этого бассейна.

Описана связь глобальных и региональных трансгрессии и глубинных плейттектонических процессов, проявившаяся либо в общем повышении уровня мирового океана, либо в активном изостатическом (под действием накапливавшихся осадков) прогибании западно-сибирского сегмента земной коры. Причем способность к прогибанию, изменяющаяся во времени, была обусловлена активизацией глубинных тектонических процессов, определяющих «тонус» земной коры. Эти периоды активизации выделены по увеличению частоты встречаемости омоложенных К-Аг датировок возраста магматических пород Западной Сибири. Последние, по мнению ведущих исследователей этого вопроса (Н.Л. Добрецов, Л.Н. Овчинников, И.А. Загрузина и др.), отражают периоды тектонической и вулканической активизации.

Рассмотрено распределение залежей УВ по региональным и зональным седиментационным циклам, большую часть из которых следует рассматривать в качестве самостоятельных нефтегазоносных комплексов. Прогностическое значение приведенной схемы заключается в том, что исходя из анализа юрской региональной цикличности, в нижней-средней юре (в зоне распространения большехетской серии и ее аналогов) следует ожидать открытия большого числа новых залежей УВ.

С другой стороны, рассматривая Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн как систему с определенными свойствами, можно заключить, что его характерной чертой является наличие гигантских и уникальных скоплений УВ в каждом нефтегазоносном комплексе - региоциклите, залегающим под региональным трансгрессивным несогласием. С этих позиций, следует ожидать открытия новых гигантских залежей УВ в аптском нефтегазоносном комплексе (НГК), в слабоизученном доюрском НГК.

3. Сейсмогеологическое картирование неантиклинальных и комбинированных ловушек и залежей УВ

Предложена морфогенетическая классификация неантиклинальных и комбинированных (тупиковых) ловушек и залежей УВ Западной Сибири. В ней выделены семейства литостратиграфических, тектонических (тектоногенных) и вторичных (исходно гипергенных) ловушек и залежей УВ. В отличие от ранее существовавших классификаций, в ней выделено новое семейство ловушек - литостратиграфические ловушки. Это сделано с целью подчеркнуть роль первичных, стратиграфических несогласий в формировании зон выклинивания терригенных резервуаров. В семействе тектонических ловушек выделено два типа ловушек – с тектоническими экранами и тектонически обусловленными пелитовыми коллекторами (баженинтами).

На основании детальных геолого-геофизических исследований конкретных нефтегазоносных объектов, двумерного сейсмогеологического моделирования, уточнены модели и сейсмические образы сложнопостроенных залежей УВ разных типов в основных нефтегазоносных комплексах Западной Сибири. Успешность картирования ловушек и залежей УВ определяется многими факторами, в числе которых можно выделить наличие:

1. сейсмического образа ловушки, т.е. устойчивых признаков сейсмической волновой картины, отражающих существование экранированного резервуара и ловушки;
2. теоретической возможности картирования данной ловушки при существующей разрешенности (чувствительности) используемой модификации сейсморазведочных работ;
3. сейсмических материалов МОГТ необходимого качества (высокая степень прослеживаемости отражающих горизонтов, высокие значения отношения сигнал/помеха) и плотности сетей наблюдений.

Залежи в доюрском комплексе изучены на примере наиболее охарактеризованных бурением Северо-Варьеганского, Новопортовского, Каменного и др. месторождений. В зависимости от физических свойств гипергенных резервуаров, перекрывающих и подстилающих пород, эффективных толщин коллекторов, линейных размеров продуктивных зон, перспективные ловушки и залежи отображаются на сейсмических временных разрезах по-разному.

На изученных объектах, с использованием одно- и двумерного сейсмогеологического моделирования, установлены диагностические признаки для выявления таких залежей по сейсмическим данным, основанные как на динамических, так и на кинематических характеристиках ОВ (ухудшение прослеживания ОГ А и уменьшение его амплитуды, увеличение периода,

раздвоение, наличие «прогибов» в кровле фундамента, и ниже его, появление дополнительных осей синфазности, контрастных динамических аномалий и т.д.). Это позволяет прогнозировать перспективные объекты на поисковом этапе и картировать исходно гипергенные залежи УВ по данным ГИС-сейсморазведки.

На Новопортовском месторождении данные современной сейсморазведки МОГТ 3D дают возможность однозначно картировать газовые залежи в кровле фундамента по падению амплитуд и раздвоению волны А, контролирующей кровлю палеозоя. Такой эффект проявления залежей УВ кровли фундамента в сейсмическом волновом поле был получен по результатам моделирования еще в 1990 г.

Проведенные исследования свидетельствуют, что наиболее крупные и перспективные исходно гипергенные залежи УВ находят свое отображение на сейсмических временных разрезах. Это обусловлено тем, что вторичные резервуары имеют аномально низкую акустическую жесткость относительно вмещающих пород.

Ловушки и залежи УВ структурно-стратиграфического типа в нижней и средней юре связаны с выклиниванием нижних горизонтов осадочного чехла у выступов фундамента. Эти ловушки и залежи маркируются сейсмофазией подошвенного налегания и картируются в благоприятных сейсмогеологических условиях достаточно успешно. Под такими условиями понимают следующее: 1) мощности выклинивающихся пластов превышают 20 м; 2) выклинивающаяся толща по значениям акустических жесткостей значительно отличается от подстилающих образований.

В этих случаях зоны распространения выклинивающихся пластов, при наличии скважин и точной стратиграфической привязке отраженных волн, картируются с высокой точностью. Если же процедура привязки не выполнена, то в качестве перспективных могут быть закартированы зоны, значительно превышающие размеры ловушки. Кроме картирования подошвенного налегания ОГ юры на ОГ А, большое значение при выявлении ловушек выклинивания имеет анализ мощностей юрских отложений, а для прогноза наиболее перспективных участков в пределах закартированных ловушек – анализ временных толщин между ОГ А и ОГ в кровле ловушки, т.к. зоны увеличенных ΔT связаны с локальными депоцентрами, имеющими повышенную песчанистость и сложенными коллекторами с более высокими фильтрационно-емкостными свойствами.

Особое внимание уделено *ловушкам УВ, связанным с каналными формами седиментации*. Изучение этого типа ловушек и залежей УВ по сейсморазведочным данным стало возможным благодаря значительному увеличению объемов сейсморазведочных работ МОГТ 3D. Ловушки этого

типа четко фиксируются на горизонтальных срезах кубов сейсмоданных в виде каналов и русел, аналогичных изображаемым на географических картах. На разрезах каналы отображаются в виде узких «просадок», которые в случае контрастных акустических жесткостей относительно вмещающей среды захватывают значительный временной интервал (до 50 мс). Более широкие русла отображаются волновой картиной, действительно напоминающей русло в разрезе.

Русловые, вероятно, аллювиальные сейсмофации зафиксированы в субконтинентальных отложениях средней юры (тюменская свита), оксфорда (васюганская свита), готерива - апта, сеномана. Канальные сейсмофации (связанные с каналами авандельтовых проток и мутьевых потоков) установлены в шельфовых и клиноформных неокомских отложениях. Продуктивность русловых резервуаров (подтвержденных сейсморазведкой МОГТ 3D) установлена на Кальчинском (Ю₂₋₃) Киньяминском (Ю₁), Песцовом (Ю₂), Среднебалыкском (АС₄) и др. месторождениях. Русловые же сейсмофации и перспективные ловушки в них закартированы практически на любой площади, где выполнены сейсморазведочные работы МОГТ 3D.

Сейсмический образ русловых ловушек, выявленный по материалам объемной сейсморазведки, может быть выделен и на материалах съемок МОГТ 2D. Именно таким образом была закартирована русловая ловушка в тюменской свите (пласт Ю₂) на Средненадымской площади, в которой при последующем бурении была открыта промышленная залежь нефти.

Однако при картировании русловых и канальных ловушек УВ следует учитывать то обстоятельство, что эти русла и каналы могут быть выполнены слабопроницаемыми и непроницаемыми породами (например, каналы в верхней части клиноформ, сложенные алевритами и песчаниками с известково-глинистым цементом).

Ловушки УВ в верхней юре (горизонт Ю₁, пласты группы Ю₁^а или СГ сиговской свиты, вогулкинская толща) могут быть уверенно закартированы по комплексу ГИС-сейсморазведка (имеется в виду картирование зон повышенных эффективных толщин, латеральных экранов), т.е. на разведочном этапе ГРР. Для повышения разрешенности сейсмической записи в зоне «акустической тени» ОГ Б необходимо использование специальных приемов повышения разрешенности сейсмической записи (псевдоакустические преобразования, сейсмическая инверсия и т.п.).

Тупиковые ловушки и залежи УВ неокомского нефтегазоносного мегакомплекса отличаются разнообразием и имеют наибольшее промышленное значение. Они связаны с песчаными резервуарами, формировавшимися в различных палеогеографических и палеогеоморфологических условиях.

Ловушки и залежи УВ в ачимовской толще. Ачимовские песчаные тела по отношению к баженовской свите (ОГ Б) имеют пологомоноклинальное залегание и характеризуются двумя зонами глинизации.

Верхняя (восточная) зона глинизации связана с переходом ачимовских песчаников в глинистые осадки склона (клинотемы). Согласно анализу сейсмических материалов и скважинной информации, эта зона тяготеет к временному уровню 80-90 мс от ОГ Б (150-170 м от кровли баженовской свиты). Нижняя (западная) зона глинизации песчаников фондотемы связана с выклиниванием песчаных пластов в удаленной от источника сноса осадков области. Средний статистический уровень зоны глубоководного выклинивания песчаников - 10-15 мс от ОГ Б (20-30 м от поверхности битуминозных глин).

Изучение сейсмических разрезов, проходящих через зоны аномально высоких толщин ачимовских песчаников, позволяет заключить, что области повышенной песчаности фондотемы приурочены к неокомским сейсмоциклитам, характеризующимся активной проградацией, относительно небольшими углами наклона клинотемы, пологими, протяженными отражениями в кровле, холмистыми сейсмofациями во внутренней части. Комплексы с незначительным наращиванием, резким выклиниванием осадков фондотемы и большими углами наклона клиноформ - менее перспективны или бесперспективны для поисков ачимовских песчаников.

Использование динамического анализа для картирования $N_{ЭФ}$ ачимовских резервуаров не дает достоверных результатов. Влияние на формирование амплитуд ОВ в ачимовской толще оказывают не только породы-коллекторы, но и более контрастные по акустическим жесткостям прослойки глубоководных глин, песчаников с карбонатным и глинистым цементом. Кроме того, вследствие залегания ачимовских песчаников в непосредственной близости от кровли битуминозных глин, ачимовская толща "маскируется" верхней фазой ОГ Б, имеющей значительную амплитуду.

Более точно картируются ачимовские песчаники по значениям временной мощности между ОГ Б и целевым ОГ, контролирующим кровлю ачимовской толщи. При двухслойном строении ачимовских отложений, когда в одном разрезе встречено два самостоятельных ачимовских пласта, залегающих друг над другом, необходимо картировать их толщины (Δt) отдельно. Использование сеймопалеогеоморфологического подхода с выделением наиболее перспективных, депоцентральных зон ачимовских комплексов позволяет повысить эффективность поисково-разведочного бурения.

Затронут вопрос об ограничениях синфазной корреляции отраженных волн для изучения клиноформных ачимовских и шельфовых ловушек

и резервуаров УВ. Как по реальным сейсмическим разрезам, увязанным со скважинами, так и путем сейсмогеологического моделирования установлено, что в клиновидных телах отражающие горизонты смещены от реальных геологических границ и не в полной мере отражают строение ловушек и залежей УВ

Вследствие интерференционных явлений при изменении толщин клиновидных тел их границы контролируются как положительным, так и отрицательным отражениями, а зоны терминации отраженных волн не фиксируют полного выклинивания такого тела, либо его выклинивание не подчеркивается терминацией. На контрастных по акустическим жесткостям границах формируются сложные высокоамплитудные колебания, которые маскируют целевые ОГ (например, предфаза ОГ Б накладывается на ачимовские ОГ).

В этих условиях, когда фазовая корреляция целевых ОГ не информативна, по комплексу сейсмических и скважинных данных следует проследживать *сейсмогеологические горизонты*. Это составные горизонты или границы с фазовыми переходами в сейсмическом волновом поле, аргументированными по скважинным данным, увязанным с сейсмическими разрезами и сейсмогеологическим моделированием.

Проследживание сейсмогеологических горизонтов является единственным способом использования сейморазведочной информации для картирования сложнопостроенных ловушек и залежей УВ в ачимовской толще и клиноформных шельфовых отложениях неокома.

С шельфовыми отложениями неокома связаны *структурно-литологические и литологические ловушки и залежи УВ*. Первые имеют одностороннюю (западную) линию (зону) глинизации (выклинивания) пласта-коллектора на бровке палеошельфа и приурочены обычно к восточным склонам антиклинальных структур. Залежь УВ в таких ловушках удерживается в резервуаре за счет наличия литологического экрана, расположенного по восстанию пласта.

Литологические ловушки связаны с песчаными резервуарами, запечатанными глинами со всех сторон. В шельфовых литологических ловушках западная зона глинизации (выклинивания, фациального замещения песчаников глинами) связана с бровкой палеошельфа, существовавшего на момент накопления пласта. Восточная зона выклинивания резервуара связана с мелководными, лагунными условиями осадконакопления.

В волновом поле *полосовидные ловушки* имеют характерный сейсмический образ и картируются уверенно даже на поисковом этапе. Зона развития резервуара имеет на широтных разрезах вид четкой сигмоиды с резко очерченным переходом на запад в клиноформу и непротяженной субго-

ризонгальной частью, прекращающей прослеживаться в восточном направлении. При газонасыщении залежи описываемого типа обычно сопровождаются АТЗ. Зона резкого уменьшения амплитуд или прекращения прослеживания ОВ, контролирующей пласт, довольно точно совпадает с восточной зоной глинизации резервуара. В *структурно-литологических ловушках и залежах* волна, контролирующая резервуар, распространена и на восток, но восточный контур залежи в случае газонасыщения и высоких эффективных газонасыщенных толщин также контролируется изменением динамики.

Западные линии (точнее, зоны) выклинивания песчаников в литологических и структурно-литологических шельфовых ловушках и залежах УВ контролируются бровкой палеошельфов, поэтому перегиб ОГ в клиноформу на запад контролирует западную границу резервуара. Картирование таких ловушек проводится с использованием динамического анализа в сочетании с картированием палеогеоморфологических элементов (бровка палеошельфа, депоцентры). В случае «пятнистого» размещения песчаных тел в шельфовой зоне их плановое положение часто контролируется динамическими аномалиями.

Кроме вышерассмотренных примеров, по сейсморазведочным данным картируются и обычные – пластовые сводовые и массивные залежи УВ, а также их параметры (эффективные УВ-насыщенные толщины, изменения коэффициентов пористости, нефтенасыщения и т.п.). Для их изучения обычно используются ранее описанные приемы – картирование зон терминации (прекращения прослеживания) ОГ, анализ амплитуд и частот ОВ, анализ морфологии отражающих границ и временных толщин сейсмокомплексов. В случае наличия тектонически-экранированных резервуаров отстраивается также положение плоскости экранирующей залежь (ловушку) разрывного нарушения.

Богатые возможности для картирования нефтегазоносных и перспективных объектов дает использование объемной (3D) сейсморазведки МОВ ОГТ с высокой плотностью точек наблюдений (25x25 м, 50x50 м). Кроме традиционных приемов интерпретации, 3D съемка дает возможность получать временные срезы куба сейсмических данных, на которых находят отображение самые разнообразные осадочные тела и тектонические дислокации.

Однако успешность решения геологических задач и в этом случае определяется акустической контрастностью продуктивных резервуаров относительно вмещающих пород, степенью тонкослоистости разрезов, глубинами залегания залежей, поверхностными и глубинными сейсмогеологическими условиями, качеством используемых материалов.

4. Строение и условия формирования мезозойских отложений в связи с прогнозом ловушек и залежей углеводородов

В главе рассмотрены закономерности строения и условия формирования юрских и неокомских отложений Западной Сибири. Основной задачей являлось изучение тех особенностей стратификации и осадконакопления, которые определяют формирование и локализацию ловушек УВ тупикового типа.

Автором (совместно с В.В. Огибениным) была разработана циклостратиграфическая схема ниже-среднеюрских отложений Западной Сибири. В ее основе лежит сопоставление региональной (эквивалентной по длительности ярусам) трансгрессивно-регрессивной цикличности, выявленной в зоне развития большехетской серии (Приенисейский район, п-ов Ямал) с более южными районами Западной Сибири. Корреляция разрезов выполнена по скважинным и сейсморазведочным (МОГТ) данным и подтверждена палинологически. В пределах всей Западной Сибири прослежен раннетоарский трансгрессивный МГ, являющийся трансрегиональным. Он сопоставлен с китербютским горизонтом Восточной Сибири.

В нижней юре (плинсбах-тоар) выделен латеральный ряд свит (шеркалинская, горелая, худосейская, котухтинская), различающихся песчаностью разрезов, но имеющих сходную цикличность. Эти свиты вошли в РСС нижней средней юры Западной Сибири, утвержденную МСК в 1991 г. В объеме средней юры сохранена тюменская свита Н.Н. Ростовцева. В настоящее время мне представляется, что углисто-глинистая радомская пачка (?аален), относимая ранее к перечисленным выше нижеюрским свитам, должна быть включена в состав тюменской свиты как более соответствующая ей по облику, условиям формирования и сохранению принципа цикличности.

В северных и арктических районах Западной Сибири в РСС-91 ниже рассматриваемых свит были выделены ягельная и береговая свиты (геттанг-плинсбах). Однако обоснование их границ и корреляция в конкретных разрезах вызывают возражения, равно как и положение границы юра-триас в разрезе Тюменской сверхглубокой скважины СГ-6. С использованием циклостратиграфического подхода предлагается проводить эту границу на глубине 6240 м, что на 228-652 м глубже, чем предложено другими исследователями (В.С. Сурков и др., 1996 г., М.Б. Келлер и др., 2001 г., С.И. Пуртова, 1996 г. и др.). Обоснованность палинологических данных для расчленения триас-юрских отложений нельзя признать высокой из-за невозможности полного учета явления переотложения спор и пыльцы из древних отложений. Ранее к триасу и даже перми по спорово-пыльцевым данным относили и раннетоарские отложения (Нежданов и др., 1986 г.).

С учетом устойчивой региональной цикличности нижней-средней юры в Сибири и «циклостратиграфической» природы ярусов МСШ представляется возможным выделить на севере Западной Сибири в нижней-средней юре стратоны, эквивалентные ярусам МСШ (геттанг - бат).

Рассмотрены обоснованность и ранг выделяемых исследователями СНИИГГиМС (Ф.Г. Гурари, А.М. Казаков, В.П. Девятков и др., 1988 г., 1990 г., 1996 г.) стратон в составе отложений ранней-средней юры Западной Сибири. Они используют тот же методический подход - расчленение нижней-средней юры на хроностратиграфические региоярусы в соответствии с трансгрессивно-регрессивной цикличностью, отражаемой свитами большехетской серии. Однако дальнейшая стратификация разрезов является необоснованно дробной и детальной. В стратиграфической схеме нижней-средней юры СНИИГГиМС предложено большое количество самостоятельных новых свит (12), однозначное выделение и прослеживание границ которых затруднительно.

Вызывает возражение и выделение новых свит вместо прежних, хорошо известных и уверенно картируемых (например, тюменской). Эта свита существует в стратиграфических схемах Западной Сибири уже более сорока лет и стала достоянием истории. Представляется, что менять устоявшееся и вошедшее в историю стратиграфическое расчленение мезозойских отложений Западной Сибири для соблюдения «буквы» стратиграфического закона (кодекса) не стоит.

В качестве дискуссионных, кроме расчленения нижних горизонтов осадочного чехла на севере Западной Сибири, рассмотрен вопрос о посттриасовом вулканизме в Западной Сибири. Приведены данные по скв. 1-р Ноябрьской (Томская область), в которой долериты залегают среди пород, типичных для тюменской свиты, а под ними (Л.В. Ровнина и др., 1985 г.) установлен спорово-пыльцевой комплекс тоара. На этом основании, а также с учетом радиологических датировок возраста вулканических пород, высказано предположение о возможных проявлениях юрско-мелового вулканизма в Западной Сибири.

Поставлен вопрос о возрасте отложений в основании разреза осадочного чехла на восточном склоне Приполярного Урала. В настоящее время они считаются триасовыми. По характеру сейсмической волновой картины и литогенетическим признакам пород (наличие латеритов и бокситов, углей, кремнекластито-кварцевый состав обломков, прослой глини «морского» облика) предполагается их раннеюрский возраст.

По моему мнению, в стратификации нижних горизонтов осадочного чехла Западной Сибири существуют проблемы, решение которых при дальнейших исследованиях может привести к принципиальным изменени-

ям в понимании строения и условий формирования триас-юрских образований.

На основании анализа закономерностей строения и состава пород нижней юры получен вывод о ее формировании в условиях обширного озера-моря. Хотя резервуары, связанные с регрессивными частями раннеюрских седиментационных циклов, вероятно, полифациальны, распределение коллекторов промышленных классов в нижней юре соответствует бассейновой модели. Они приурочены к уральскому и восточно-сибирскому источникам сноса, а также к склонам крупных поднятий, которые являлись областями денудации в ранней юре.

Изучен и описан новый тип разрезов верхней юры на северо-западе Западной Сибири, связанный с областью активного конседиментационного прогибания и накоплением мощных (до 300 м) толщ позднеюрских осадков за счет западного (полярноуральского) источника сноса терригенного материала. В пределах этой зоны, охватывающей Нерутинскую впадину и окружающие ее антиклинальные структуры, встречены песчано-глауконитовые породы, которые являются резервуарами УВ на Северо-Комсомольском и Известинском месторождениях. По положению в разрезе они могут быть отнесены к кимериджу. Указанные отложения песчано-глинисто-битуминозного состава предлагается объединить в медвежью толщу. Толща параллелизуется с ранее выделенной на п-ове Ямал Н.Х. Кулахметовым, В.И. Кислухиным и П.Я. Зининберг (1994 г.) нурминской свитой.

С ней связаны определенные перспективы нефтегазоносности на северо-западе Западной Сибири. Наличие рассматриваемой зоны активного средне-позднеюрского прогибания позволяет также рассчитывать на приуроченность к ней дельт крупных среднеюрских (батских) и, возможно, оксфордских рек (Палеообь, Палеонадым и др.). Это предположение подтверждено результатами бурения скв. 208, 210 Песцовой площади и СГ-7, в которых вскрыты мощные газонасыщенные песчаные пласты Ю₂₋₃ тюменской свиты с эффективной толщиной до 40 м (скв. 210), высокими фильтрационно-емкостными свойствами и дебитами до 1 млн. м³/сут. газа (скв. 208).

Строение неокома рассмотрено исходя из клиноформной модели, предложенной А.Л. Наумовым, приведены палеонтологические данные (находки остатков архистратиграфических групп организмов), в целом подтверждающие клиноформное строение неокома. Рассмотрены ограничения биостратиграфического метода при изучении разнофациальных, накопивавшихся с лавинными скоростями неокомских отложений.

По комплексу скважинной и сейсморазведочной МОГТ информации уточнена межрайонная корреляция песчаных пластов неокома, с учетом конвергенции структуры прослежены зональные и субрегиональные циклиты (сиквенсы), связанные с трансгрессивно-регрессивным режимом развития неокомского седиментационного бассейна.

На примере наиболее изученных бурением пластов БВ₈, БС₁₁, БС₁₀, и др. рассмотрены условия формирования клиноформных неокомских отложений. Установлено широкое распространение аллювиальных, дельтовых и баровых песчаных осадков, закономерно сменяющих друг друга с востока на запад на ортошельфовых (ортошельф – шельф на континентальной коре (Ганешин и др., 1968 г.) террасах каждого единичного клиноформного комплекса (сиквенса). Отложения ачимовской толщи рассмотрены как продукт перемещения осадков с ортошельфа к подножьям шельфовых террас мутьевыми потоками и оползнями. Установлено, что наиболее мощные ачимовские накопления связаны с палеodelьтовыми областями.

Анализ особенностей неокомской седиментации позволяет заключить, что в процессе осадконакопления происходило активное прогибание дна бассейна под весом накапливающихся осадков. Именно этой причиной обусловлен сравнительно крутой наклон поверхности ортошельфа каждого единичного седиментационного циклита в западном направлении (до 200-350 м) от зоны раскрытия резервуара (опесчанивание покрышки) до бровки ортошельфа, т.е. на расстоянии 100-150 км по латерали, при сохранении субконтинентальных и мелководно-морских условий накопления песчаных осадков. С этим же связано конседиментационное развитие крупных неантиклинальных структур, отражающееся в уменьшении толщин и песчаности неокомских осадков в их сводах.

Прогибание имело волновую природу и сопровождало проградационное заполнение бассейна от основного восточно-сибирского источника питания к центру бассейна. Это активное (изостатическое) прогибание было обусловлено повышенным тонусом земной коры в неокоме из-за усиления глобальных тектонических процессов. К концу готерива интенсивность этих процессов уменьшилась, и баррем-аптские отложения имеют субгоризонтальную стратификацию.

Установлены палеогеоморфологические закономерности размещения песчаных осадков разных генетических типов (аллювиальных, дельтовых, баровых), определены разнообразные типы дельт, связанные с морфологией приемного бассейна. Наряду с классическими дельтами, имеющими развитую клиноформную (авандельтовую) часть, в неокомских (как и в юрских) отложениях широко развиты так называемые «плоские» дельты, описанные в свое время Ф.Т. Яншиной (1981 г.), расположенные в преде-

лах мелководья. Их формирование связано с широким перемещением древних береговых линий вследствие трансгрессий и регрессий.

В ачимовских отложениях установлено два разных типа песчаных накоплений: проградационные и стабилизационные, различающиеся площадным распространением, толщинами и коллекторскими свойствами. Проградационные ачимовские отложения связаны с регрессивными этапами заполнения бассейна, стабилизационные – с трансгрессивными. Для первых характерны значительные размеры, большие толщины, низкие коллекторские свойства. Преимущественно это аллювиальные осадки, прошедшие слабую волновую переработку. Песчаные тела стабилизационной ачимовской толщи, связанной со стабильным (высоким) уровнем стояния моря, имеют небольшие размеры, но характеризуются более высокими коллекторскими свойствами. Они сложены песчаным материалом, прошедшим интенсивную волновую переработку. Обычно стабилизационные песчаные тела залегают на проградационных, создавая двухъярусную ачимовскую толщу.

На примере ачимовской толщи Самбургско-Уренгойской зоны описан эффект «сопряжения» ачимовских депоцентров, вследствие которого более молодые по возрасту ачимовские конусы выноса заполняют пространства между ранее накопившимися.

Установлено, что прогноз состава осадков (степени опесчанивания циклитов) на региональном этапе сейсмогеологического изучения (т.е. по региональным профилям МОГТ) путем анализа морфологии клиноформных седиментационных комплексов, особенно в шельфовой области, не достоверен из-за гетерогенности тектонических условий изучаемых обширных территорий, что маскирует «тонкий» палеогеоморфологический контроль.

Многолетнее изучение зон аномальных разрезов (ЗАР) битуминозных глин, в которых установлено нетипичное переслаивание битуминозных разностей с песчано-глинистыми отложениями и их нарушенное стратиграфическое и структурное залегание, позволяет высказать мнение о постседиментационном (по отношению к битуминозным глинам), неокомском времени формирования таких ЗАР.

По керну установлены многочисленные тектонические контакты, зеркала скольжения, дробление, крутые углы падения пород в ЗАР. По данным ГИС и сейсморазведке МОГТ установлено, что эти дислокации захватывают узкий стратиграфический диапазон – битуминозные глины титона и перекрывающие их низы разрезов неокома. ЗАР группируются в субмеридиональные полосы, параллельные линиям седиментационного

простирается неоконечно, в то же время отдельные тела аномальных разрезов вытянуты в широтном направлении.

Это явление имеет значительные масштабы – площади отдельных аномальных зон превышают 1000 км², ЗАР установлены по данным бурения и сейсморазведки более чем на 50 разведочных площадях и месторождениях Западной Сибири. Наибольшие размеры на юге Западной Сибири, широко развиты они и в Широтном Приобье, однако на территории ЯНАО ЗАР зафиксированы только на юге – на Пякутинской, Романовской и Хеттинской площадях.

Автор относит образования ЗАР к сейсмоторбидитам, сравнительно новому классу осадков, изученному в современных отложениях (Мутти и др., 1984 г.). Формирование аномальных разрезов обусловлено лавинной седиментацией в неоконечности, провоцирующей мелкофокусные землетрясения, возникновение цунами и катастрофических оползней. Палеосейсмогенную природу ЗАР отмечали Г.Б. Острый и К.И. Микуленко, впервые описавшие ЗАР еще в 1969 г.

Приуроченность аномальных разрезов к южным и центральным районам Западной Сибири позволило предположить, что земная кора на севере Западной Сибири была более пластичной, в связи с чем общее прогибание под весом накапливавшихся осадков и структуроформирующие движения не сопровождалось землетрясениями, как на юге бассейна. Вместе с тем образование как «аномальных», так и «осложненных» разрезов поздней юры является свидетельством активных тектонических процессов в недрах Западно-Сибирского бассейна.

5. Вопросы нефтегазонакопления и основные закономерности размещения нефтегазоперспективных объектов в глубоких горизонтах севера Западной Сибири

Рассмотрены теоретические вопросы нефтогенеза, определяющие стратегию геологоразведочных работ ОАО «Газпром» в Западной Сибири на слабоизученных территориях и в комплексах, а также закономерности размещения резервуаров и ловушек УВ в этих комплексах, определяющие, в конечном итоге, эффективность поисковых работ.

Теория осадочно-миграционного образования УВ не объясняет многих закономерностей размещения скоплений УВ, выявленных в конкретных нефтегазоносных бассейнах, таких как, наличие поясов нефтегазонакопления и отсутствие месторождений УВ в зонах с благоприятными показателями нефтегазоносности (с позиций осадочно-миграционной теории). В этом плане весьма конструктивной является теория литосферных плит, или геодинамической эволюции литосферы Земли, позволяющая увязать в

единую систему большинство геологических процессов, как тектонических, так и флюидодинамических, связанных с формированием скоплений УВ в верхних слоях литосферы.

Связь плейттектонических процессов и нефтегазоносности для многих нефтегазоносных бассейнов является доказанной. Она очевидна как с позиций осадочно-миграционной гипотезы нефтегазообразования (повышенный тепловой поток, тектоно-сейсмическая активность), так и с позиций конкурирующих гипотез (Хедберга-Сорохтина, синтеза Фишера-Тропша и др.). Главное же в том, что с позиций современной геодинамики осадочный чехол бассейна, его фундамент и мантия Земли представляют единое целое и состоят в постоянном взаимодействии, вызывающем перераспределение вещества и энергии между ними (А.И.Варшавский, О.Л.Кузнецов и др., 1981 г.).

Рассмотрены представления о формировании Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна с геодинамических позиций, изложенные в трудах С.В. Аплонова, Е.В. Артюшкова, Ю.Т. Афанасьева, Г.А. Габриэлянца, В.П. Гаврилова, Е.В. Каруса, В.М. Ковылина, К.А. Клещева, С.П. Максимова, Г.П. Мясниковой, В.С. Суркова, О.Г. Жеро, В.С. Шеина и др.

Показана связь геодинамических процессов, протекавших на территории современной Западной Сибири как в рифейско-палеозойский, так и в мезозойско-кайнозойский этапы. В частности, установлена пространственная связь высокоамплитудных складок, контролирующих большинство уникальных месторождений ЗНГБ, с зоной палеозойской субдукции Урало-Казахстанской и Сибирской плит, по которой на неотектоническом этапе наиболее «жестко» передались горизонтальные, сдвиговые деформации вследствие раскрытия Евразийского арктического бассейна.

Это объясняет расположение зоны крупных линейных антиклинальных структур, осложненных разрывными дислокациями, пересекающими весь осадочный чехол. В этой зоне расположены Нейтинское, Арктическое, Новопортовское, Ярудейское, Медвежье, Юбилейное, Ямсовейское, Ярейское, Северо-Пурпейское, Пурпейское, Етыпурское, Вынгапурское, Тагринское, Варьеганское, Ярайнерское, Ваньеганское и др. поднятия. Более погруженные складки по периферии этой зоны (например, Ямбургское, Уренгойское поднятия на севере, Самотлорское на юге) менее затронуты дизъюнктивной тектоникой и содержат уникальные скопления УВ.

Выполнен анализ размещения месторождений УВ относительно рифтов триасового заложения. Кроме основных рифтов, выделенных В.С. Сурковым, автором совместно с И.В.Косаревым, по данным сейсморазведки МОГТ, грави-маниторазведки закартировано большое количество новых, как крупных (например, Мутомско-Сосьвинская, Ляпинская зоны),

так и мелких (Кальчинская, Восточно-Русская и др. зоны) рифтов и рифтоподобных структур, осложняющих первые. Анализ результатов бурения по различным районам ЗС показал, что при удалении от этих структур на расстояние 60-70 км месторождения УВ отсутствуют, несмотря на наличие ловушек УВ и благоприятных показателей нефтегазонакопления.

Важные данные, свидетельствующие об активности гео- и флюидодинамических процессов в глубоких горизонтах осадочного чехла и триасового комплекса дала Тюменская сверхглубокая скважина СГ-6, пробуренная в осевой части Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта.

В связи с этим представляется, что роль эндогенных факторов и геодинамических процессов в формировании скоплений УВ в Западно-Сибирского нефтегазонаосного бассейна была ведущей. Она определяет как региональную приуроченность газонаосности к северной части Западной Сибири, испытавшей тектонический стресс и воздымание вследствие раскрытия Евразийского арктического бассейна, так и размещение залежей нефти вблизи геоактивных зон (палеорифтов) в центральных и южных районах.

Затронут вопрос о природе выявленных сейсморазведкой МОГТ на севере Западной Сибири инверсионных кольцевых структур (ИКС) – кольцевых поднятий по верхним горизонтам чехла, трансформирующихся в прогибы ниже горизонта Б. По данным Р.М. Гатаулина (2002 г.) установлено, что с ИКС связаны аномально низкие скорости распространения сейсмических волн.

Учитывая известную связь уменьшения скоростей продольных волн с АВПД, можно заключить, что ИКС «маркируют» активные геофлюидные зоны, обусловленные глубинной дегазацией или флюидизацией пород (по Б.М.Валяеву, А.Н. Дмитриевскому), или представляют собой “трубы глубинной дегазации”, «геосолитоны» (по Р.М. Бембелю), «зоны инъекции» глубинных флюидов, в том числе УВ, в земную кору.

Наличие ИКС, таким образом, свидетельствует об активности флюидодинамических процессов в северных и арктических районах Западной Сибири и может рассматриваться как признак, свидетельствующий о потенциальной продуктивности районов их обнаружения.

Рассмотренные выше положения были использованы для прогноза нефтегазонаосности слабоизученных комплексов и районов севера Западной Сибири, являющихся территорией деятельности ОАО «Газпром». Наряду с геодинамическими (положение геоактивных зон), определены и другие критерии нефтегазонаосности:

- промышленно нефтегазонаосными являются те районы и комплексы, в которых пластовые температуры превышают 45-50°C, а газонасыщен-

ность пластовых вод составляет более $1 \text{ м}^3/\text{м}^3$ при преимущественно метановом составе водорастворенных газов;

- абсолютные отметки залегания флюидных контактов залежей УВ в резервуарах и нефтегазоносных комплексах с надежными покрышками находятся в тесной прямой связи с отметками сводов антиклинальных структур, контролирующих залежи (принцип «изоконтактов» Н.Н. Ростовцева);

- перспективными для обнаружения крупных и гигантских скоплений УВ являются зоны пересечения разнонаправленных глубинных разломов (В.П. Гаврилов);

- правило нижнего продуктивного комплекса (закономерность, установленная Н.А. Кудрявцевым и уточненная для Западной Сибири А.Л. Наумовым). Согласно этому правилу, нижним промышленно продуктивным комплексом в пределах нефтегазоносного района или месторождения является тот комплекс, который содержит резервуары с коллекторами промышленных классов.

- общие закономерности строения продуктивных комплексов, в первую очередь, анализ распространения глинистых покрышек и песчаных резервуаров. Наличие, либо отсутствие резервуаров с промышленными ФЕС и значительными эффективными толщинами определяет рентабельность для разработки залежей в рассматриваемом комплексе.

- исходя из анализа строения Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна как системы, выдвигается тезис о том, что в каждом нефтегазоносном комплексе Западной Сибири должны быть уникальные по запасам месторождения УВ.

С этих позиций высоко оценены перспективы нефтегазоносности доюрского комплекса. В пользу его изучения свидетельствуют высокие дебиты пластовых флюидов, связанные с наличием коллекторов кавернозно-порово-трещинного типа и признание источником УВ глубоких слоев литосферы. Минусом являются большая глубина залегания комплекса, мозаичное распространение резервуаров, низкая достоверность прогноза и картирования залежей УВ.

В настоящее время в Западной Сибири известно более 80 залежей УВ, приуроченных преимущественно к контактной зоне фундамента и осадочного чехла. Единичные залежи открыты в глубоких горизонтах фундамента. Выявленные в Тюменской области залежи УВ в контактной зоне приурочены к сводовым и периклинальным частям поднятий и в большинстве случаев открыты случайно, без предварительного прогноза.

В геологии бытует мнение, что перспективными для формирования резервуаров в коре выветривания являются, главным образом, известняки. Не отрицая этого, следует заметить, что в Западной Сибири промышленная

нефтегазоносность доюрских образований Западной Сибири связана с широким спектром петрографических разновидностей - от ультраосновных, основных и кислых интрузивных и эффузивных магматических пород до метаморфических и разнообразных терригенных осадочных и эффузивно-осадочных пород, известняков и доломитов. Высокодебитные притоки пластовых флюидов (до 2000 м³/сут жидкости и 4,5 млн.м³/сут газа) получены из кор выветривания, развитых по эффузивно-осадочным породам (Южно-Русская, Похромская площади).

Процессы корообразования, благодаря которым формируются коллекторы гипергенного типа, зависят от многих факторов, среди которых ведущими являются климат, расчлененность древнего рельефа и состав пород, подвергавшихся выветриванию. Следует отметить, что породы-коллекторы в ловушках гипергенного типа чаще приурочены к нижней зоне коры выветривания - к зоне первичной дезинтеграции материнских пород, имеющей повышенную трещиноватость. Для формирования таких зон "компетентны" практически все типы пород - магматические, метаморфические, осадочные. Учитывая, что на большей части ЗС перерыв между формированием палеозойского фундамента, триасового катаплатформенного комплекса и накоплением юрских осадков, слагающих осадочный чехол, продолжался в разных районах плиты от 10 до 200 млн. лет, то в принципе, вся территория ЗС могла быть затронута в той или иной степени процессами корообразования, тем более, что климат триаса и ранней юры был достаточно теплым и влажным.

Нижняя, трещинная зона коры выветривания в полных ее разрезах перекрывается существенно глинистыми образованиями, которые в одних случаях могут играть роль покрышки, в других - содержать аутигенные образования, являющиеся коллекторами. Эти породы характеризуются высокой пористостью.

Поскольку процессы корообразования интенсивно протекают лишь выше зеркала грунтовых вод, то в палеотектоническом плане более перспективны для локализации гипергенных ловушек выраженные в палеорельефе поднятия. С другой стороны, при превращении древних пенепленизированных равнин в области устойчивой седиментации, происходит эрозия кор выветривания на ту или иную глубину. При смыве глинизированной части коры выветривания и перекрытии фундамента проницаемыми породами, она образует единый резервуар с мезозойскими коллекторами (например, пласты П_ф, П_{кв} Шаимского и Березовского районов).

На территориях, где на кору выветривания ложатся глинистые осадки трансгрессивных пачек и свит юры (левинской, тогурской, радомской, лайдинской, баграсской и др.), образуются самостоятельные гипергенные

резервуары (Новопортовское, Кошильское месторождения). Роль покровов могут играть и верхние, глинистые зоны кор выветривания в случае их сохранности, и практически непроницаемые песчано-глинистые породы тюменской свиты (Каменное, Рогожниковское месторождения).

На контрастных поднятиях коры выветривания эродированы в сводовых частях, поэтому более перспективны для поисков гипергенных ловушек их склоны. На сравнительно плоских положительных структурах выветриванию подвергались их сводовые части. На процессы предъюрского выветривания в дальнейшем наложились флюидодинамические и катагенетические процессы, в связи с чем связанные с этими резервуарами ловушки и залежи УВ отнесены к исходно гипергенным.

Поэтому вопросы структурно-формационного районирования доюрских образований, равно как и прогноз их состава в разных районах плиты, не являются основными и первостепенными при прогнозе доюрских коллекторов. Формирование резервуаров в верхней части разреза доюрского основания связано в значительной степени подчинялось палеогеоморфологическому контролю.

На рассматриваемой территории в доюрском комплексе возможно открытие уникальных по запасам высокодебитных газовых залежей, рентабельных для разработки. Наиболее перспективна Приуральская часть бассейна (небольшие глубины залегания, наличие известняков, по которым формировались карстовые коры выветривания).

Перспективен этот комплекс и на многих крупных поднятиях (Ямсовейское, Юбилейное, Медвежье и др.), где поверхность палеозоя залегает на технически достижимых глубинах. На этих месторождениях, где УВ потенциал юрско-неокомских отложений ограничен по сравнению с другими уникальными месторождениями, вполне вероятно продуктивность нижнего комплекса, которым и является доюрский. В восточной части региона, где распространены платформенные палеозойские образования, изучение нефтегазоносности палеозоя также перспективно. Оно определяется глубинами залегания фундамента и наличием перспективных ловушек УВ.

Как отмечено выше, состав пород фундамента не является определяющим для формирования проницаемого элювия. Однако все параметрические и большинство поисковых “палеозойских” скважин, которые бурятся в Западной Сибири, закладываются исходя из общих представлений о строении фундамента. Они ориентированы на вскрытие комплексов пород “перспективного” состава (карбонаты, слабометаморфизованные отложения платформенного типа), без учета наличия или отсутствия перспективных ловушек. Методика работ на палеозой должна быть иной.

Обязательным и необходимым условием при обосновании заложения глубоких параметрических и поисковых скважин для изучения доюрских образований, является углубленный анализ сейсмических материалов МОГТ с целью выявления и картирования перспективных зон и ловушек. Успешность поисков залежей УВ определяется кондиционностью подготовки ловушек к бурению. Проведенные исследования показали, что крупные залежи УВ в кровле палеозоя, представляющие первоочередной поисковый интерес, картируются сейсморазведкой МОГТ. Целесообразно привлечение грави-магниторазведочных данных, отражающих наличие крупных зон неоднородностей в доюрском основании.

Исходя из палеоклиматических и палеогеографических предпосылок, раннеюрская эпоха являлась наиболее благоприятной для формирования зрелых терригенно-минералогических ассоциаций, в том числе обломочных коллекторов мономинерального кварцевого состава, способных сохранить емкостные и фильтрационные свойства в зоне катагенеза.

Промышленная нефтегазоносность раннеюрских отложений подтверждает этот вывод. Однако бурение большого количества непродуктивных скважин, в разрезах которых нижняя юра не содержит коллекторов, свидетельствует о сложном характере их распространения. При испытании нижнеюрских отложений по разным районам Западной Сибири зафиксировано большое количество нефтепроявлений. Однако вследствие ограниченных испытаний и отбора кернa оценить истинные масштабы нефтепроявлений в нижней юре затруднительно. Очевидным является тот факт, что проблема выявления промышленной нефтегазоносности в нижней юре определяется успешностью поисков зон развития коллекторов.

На основании выявленных закономерностей развития коллекторов порового типа основными зонами концентрации поисковых работ на нижнюю юру должны являться зоны, приближенные к региональным зонам выклинивания различных горизонтов нижней юры и участки, непосредственно примыкающие к крупным выступам доюрского основания, служившим местными источниками сноса.

В приуральской части Западной Сибири бурением вскрыты мощные песчаные пласты шеркалинской свиты, продуктивность которых доказана на Ярудейской площади. Здесь более высока вероятность обнаружения структурно-стратиграфических залежей УВ. В зоне развития худосейской свиты (восточная часть региона) открыта залежь нефти в пласте Ю₁₁ на Верхнеколикъеганском месторождении. В восточной зоне опесчанивания нижней юры, имеющей широкое площадное распространение, возможно открытие как пластовых сводовых, так и структурно-стратиграфических залежей УВ.

В среднеюрском комплексе главный интерес представляет кровельная часть тюменской свиты, которая регионально продуктивна. Но большие глубины залегания, низкие коллекторские свойства и эффективные толщины резервуаров, ограниченные ресурсы УВ позволяют заключить, что тюменская свита малоперспективна для поисков УВ в традиционных районах газодобычи. Определенное исключение составляют русловые зоны, в которых могут быть встречены породы-коллекторы с промышленными ФЕС и высокими эффективными мощностями. В качестве более перспективных зон рассмотрены Приуральская и Приенисейская части Западной Сибири, т.е. те же районы, где поисковый интерес представляет и нижняя юра.

В зоне развития большехетской серии (арктические районы Западной Сибири), также приближенной к источникам сноса, перспективным является весь разрез нижней-средней юры, т.к. в ее составе установлено ритмичное переслаивание резервуаров, накопившихся в прибрежно-морских условиях и устойчивых глинистых покрывок, сложенных морскими глинами.

Кроме этого, выделена перспективная Нерутинская зона предполагаемого развития дельтовых и прибрежно-морских отложений верхов средней юры, уже доказавшая высокую их продуктивность (Песцовое месторождение). В этой зоне продуктивна и ачимовская толща. Ранее (Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи., 2000 г.) был выдвинут тезис о необходимости поисков новых геодинамически обусловленной масштабностью процессов нефтегенеза и практически полным УВ-насыщением линзовидных резервуаров в глубоких горизонтах чехла (юра, ачимовская толща), с массивной системой АВПД, захватывающей юрско-меловые отложения. Представляется, что Нерутинская зона, охватывающая также поднятия по ее периферии, и является примером таких зон.

Высокая перспективность этой зоны подтверждается и данными по скв. 5025 Восточно-Медвежьей площади, где бурением вскрыты газонасыщенные ачимовские песчаники со значительной газонасыщенной толщиной, по сейсморазведочным данным установлены субвертикальные кольцевые аномальные зоны, обусловленные проявлениями АВПД (геосолитоны, зоны глубинной инъекции флюидов). Согласно региональным сейсмогеологическим построениям, в пределах зоны широко распространены проградационные ачимовские комплексы значительной мощности.

Нерутинская зона будет являться объектом поисково-разведочных работ предприятий ОАО «Газпром» (ООО «Надымгазпром», ООО «Уренгойгазпром» в ближайшие годы).

Для ачимовских отложений первоочередными объектами опосредования должны являться депоцентры, содержащие значительные объемы УВ, что может сделать рентабельным их освоение. Ачимовская толща - наиболее перспективный объект Нерутинской зоны, она же должна являться (и уже является объектом) поисковых работ на Ямбургском, Песцовом, Енъяхинском, Тазовском, Заполярном и др. месторождениях, где с использованием описанных выше приемов по комплексу ГИС-сейсморазведка кондиционно закартированы ловушки УВ. Перспективы выявления тупиковых залежей УВ в шельфовых отложениях неокома на рассматриваемой территории также являются высокими.

Для ООО «Ноябрьскгаздобыча», успешно проводящим поисково-разведочные работы в восточной части бассейна, перспективы нефтегазоносности связаны с доюрским, ниже-среднеюрским, верхнеюрским и меловым (неоком, апт-альб, сеноман) нефтегазоносными комплексами на территориях, приуроченных к Уренгойско-Колтогорскому грабен-рифту и оперяющим его рифтогенным структурам.

Общая концепция проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ для предприятий ОАО «ГАЗПРОМ» в Западной Сибири включает следующие положения:

- научно обоснованный выбор оптимальных направлений и объектов ГРП;
- соблюдение этапности и стадийности геологоразведочного процесса; использование широкого комплекса поисковых методов;
- выход с бурением только на кондиционно подготовленные объекты, потенциально являющиеся рентабельными для промышленного освоения.

Каждое из этих положений, несмотря на определенную банальность, является весьма важным для обеспечения эффективного прироста запасов УВ сырья.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной задачей исследований являлся поиск закономерностей, позволяющих уточнить строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирского бассейна. Анализ возможностей различных методов исследований показал их ограничения, в связи с чем в работе применен комплекс методов исследований, в котором главную роль играли сейсмостратиграфические, или сейсмогеологические исследования. Результаты проведенных исследований позволяют заключить следующее.

1. Изучение цикличности мезозойско-кайнозойских отложений Западной Сибири свидетельствует, что ее причиной является как глобальные

явления, так и тектонические процессы в изучаемом регионе, обусловленные откликом Западно-Сибирского бассейна на развитие рифтовой системы Земли.

Выделение циклитов, в стратиграфическом отношении представляющих собой хронолиты, а в палеогеографическом – тела-системы, с генетически обусловленными связями их элементов, позволило более полно познать историю развития региона, строение и стратификацию нефтегазоносных отложений и выявить закономерности распространения ловушек и залежей УВ.

2. На основании детальных геолого-геофизических исследований конкретных нефтегазоносных объектов, двумерного сейсмогеологического моделирования, уточнены модели и сейсмические образы сложнопостроенных залежей УВ разных типов в основных нефтегазоносных комплексах Западной Сибири (доюрском, ниже-среднеюрском, верхнеюрском, ачимовском, неокомском шельфовом и др.).

Выявлены «конституционные» черты сейсмических образов этих залежей, позволяющие картировать их на поисковых площадях. В качестве ведущего метода сейсмогеологических исследований предложен сеймопалеогеоморфологический подход. Предложены новые методические приемы картирования ловушек и залежей УВ по сейсмогеологическим данным, в частности, введено понятие «сейсмогеологический горизонт». Корреляция таких горизонтов проводится по скважинным и сейсморазведочным материалам с обоснованным моделированием и скважинными данными нарушением принципа фазовой сейсмической корреляции.

3. Изложены результаты регионального, зонального и площадного (локального) изучения строения и особенностей формирования продуктивных отложений юры-неокома, определяющих формирование и размещение тупиковых ловушек и залежей УВ.

4. Анализ закономерностей размещения месторождений и залежей УВ заставил автора искать иное, нежели традиционная осадочно-миграционная гипотеза нефтогенеза, объяснение формирования скоплений УВ. В связи с этим рассмотрена рифтогенная модель строения Западной Сибири. Показана связь процессов рифтогенеза, протекавших как в рифейско-палеозойский, так и в мезозойско-кайнозойский этапы их активизации. С позиций системного подхода представляется, что роль эндогенных факторов в формировании скоплений УВ в Западно-Сибирском бассейне была определяющей.

В качестве основных критериев прогноза нефтегазоносности рассмотрены строение нефтегазоносных комплексов, включающих резервуары, покрышки и ловушки УВ, положение зон (очагов) УВ-образования,

или палеорифтов, термобарические, гео- и гидрохимические условия существования и сохранения скоплений жидких и газообразных УВ.

Установлены закономерности локализации перспективных зон и конкретных ловушек УВ сводового и тупикового типов по нефтегазоносным комплексам и районам в сфере деятельности предприятий ОАО «Газпром» в Западной Сибири. Предложена общая концепция проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ ОАО «ГАЗПРОМ», подготовлены к бурению и введены в геологоразведочный процесс перспективные объекты сложных типов, ресурсы которых способны компенсировать добычу газа сеноманского комплекса.

Основные положения диссертации опубликованы в работах:

1. Нежданов А.А. Минеральный состав глин мезозойских отложений восточного склона Приполярного Урала и его связь с условиями осадкообразования//Матер.Ш научно-техн. конф. молодых ученых и спец-тов Тюмени., вып.28, Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1969. - С. 96-102.

2. Сидоренков А.И., Нежданов А.А., Валюженич З.Л. Схема циклического строения осадочного чехла Западно-Сибирской плиты//Закономерности распространения продуктивных горизонтов в мезозое центральной части Западно-Сибирской равнины. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1976. - С. 55-63.

3. Сидоренков А.И., Нежданов А.А. Палеогеоморфологическая интерпретация региональных закономерностей размещения структурно-литологических ловушек в неокоме Западной Сибири//Тезисы докладов совещ. «Палеогеоморфологические методы и их роль в повышении эффективности поисковых работ на нефть и газ». М.: ИГиРГИ. – 1978. - С. 95-98.

4. Нежданов А.А. Закономерности изменения гранулометрического состава пород-коллекторов в зонах выклинивания (на примере пластов БС₁₀ и БВ₈ Южно-Сургутского, Западно-Сургутского и Покачевского месторождений нефти)//Условия формирования ловушек нефти и газа неантиклинального типа в мезозойских отложениях Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1978. - С. 39-46

5. Выделение маркирующего горизонта в нижнемеловых отложениях северной и центральной частей Западной Сибири//Условия формирования ловушек нефти и газа неантиклинального типа в мезозойских отложениях Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1978. - С. 45-55/Бородкин В.Н., Кулахметов Н.Х., Нежданов А.А., Кислухин В.И.

6. Нежданов А.А., Бородкин В.Н., Кулахметов Н.Х. Аномальные пластовые давления в залежах различных типов мезозоя Западной Сибири // Особенности строения литологически и стратиграфически экранированных залежей нефти и газа в мезозое Западно-Сибирской равнины. Тюмень: ЗапСибНИГНИ.- 1979. - С.77-89.

7. Нежданов А.А., Огибенин В.В. Корреляция и индексация песчаных пластов в отложениях тюменской свиты Красноленинского свода // Основные направления геологоразведочных работ в Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ.- 1981. - С. 78-82.

8. Нежданов А.А., Огибенин В.В. Зоны повышенной продуктивности в отложениях тюменской свиты Красноленинского свода // Геология нефти и газа, 1982, №9. - С. 7-12.

9. Нежданов А.А., Огибенин В.В., Зининберг П.Я. Методика и результаты комплексной корреляции продуктивных отложений Сургутского и Нижневартовского нефтегазоносных районов // Обоснование новых направлений и методов геологоразведочных работ Западно-Сибирского комплекса в одиннадцатой пятилетке. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1983. С. 118-122.

10. Нестеров И.И., Нежданов А.А., Огибенин В.В. Роль детальных стратиграфических исследований в повышении коэффициентов нефтеизвлечения по сложным залежам Среднеобской НГО // Тезисы докл. IV межведомств. стратиграф. конф. Ашхабад. – 1983. - С. 6-7.

11. Рудкевич М.Я., Корнев В.А., Нежданов А.А. Формирование неантиклинальных и комбинированных ловушек в меловых отложениях Западно-Сибирской плиты и методика их поисков // Геология нефти и газа, 1984, № 8. - С. 17-23.

12. Нежданов А.А., Корнев В.А. Комплексное обоснование корреляции продуктивных пластов неокома Сургутского и Нижневартовского нефтегазоносных районов // Выделение и корреляция основных стратонав мезозоя Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1984. -С. 84-97.

13. Нежданов А.А. Маркирующие горизонты в продуктивных отложениях мезозоя Западной Сибири // Выделение и корреляция основных стратонав мезозоя Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1984. С. 97-106.

14. Нежданов А.А., Огибенин В.В., Зининберг П.Я. Седиментологическая модель формирования наклонных сейсмических горизонтов // Новые направления и методы геологоразведочных работ Западно-Сибирского экономического района. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1984. - С. 100-103.

15. Нежданов А.А. Типы карбонатных конкреций и их роль в изучении нефтегазоносных формаций Западной Сибири//Конкреции и конкреционный анализ углеродсодержащих формаций. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1985. - С. 95-103.

16. Нежданов А.А., Туманов Н.Н., Корнев В.А. Аномальные разрезы баженовской свиты и их сейсмогеологическая характеристика//Сейсморазведка для стратиграфии и литологии. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1985. - С. 64-71.

17. Нежданов А.А. Зоны аномальных разрезов баженовского горизонта Западной Сибири//Строение и нефтегазоносность баженитов Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. - 1985. - С. 27-35.

18. Нестеров И.И., Нежданов А.А., Ушатинский И.Н. Аномальные разрезы баженовской и мегионской свит Западной Сибири//Геология нефти и газа, 1986, № 4. - С. 23-28.

19. Достоверность прогноза и перспективы выявления углеводородных залежей различных типов в неокомских отложениях южной части Надым-Тазовского междуречья//Геолого-геофизические основы поисков и разведки нефти и газа в Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1986.-С. 24-32/Нежданов А.А., Никулин Б.В., Куренко М.И., Огибенин В.В.

20. Основные черты строения и перспективы нефтегазоносности юрских продуктивных комплексов южной части Надым-Тазовского междуречья//Геолого-геофизические основы поисков и разведки нефти и газа в Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1986. - С. 53-60 /Нежданов А.А., Никулин Б.В., Огибенин В.В., Куренко М.И.

21. Нежданов А.А., Ушатинский И.Н. Состав пород и условия образования аномальных разрезов баженовской свиты//Геохимия процессов нефтегазообразования в мезозойских отложениях Западной Сибири Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1986. - С. 118-127.

22. Нежданов А.А., Огибенин В.В., Комиссаренко В.К. Новые данные о строении ниже-среднеюрских отложений Тюменской области//Нефтегазоносность отложений северных районов Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1986. - С. 32-40.

23. Нежданов А.А., Огибенин В.В. Материалы к региональной стратиграфической схеме нижней-средней юры Западной Сибири//Биостратиграфия мезозоя Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1987. - С. 17-27.

24. Нежданов А.А., Горелин А.А. Комплексная стратификация верхней юры Толькинского и Сидоровского районов//Биостратиграфия мезозоя Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1987. - С. 54-60.

25. Нежданов А.А., Куренко М.И. К методике палинологической корреляции разнофациальных отложений (на примере неокома Широкого Приобья)//Геология и геофизика, 1987, № 3. - С. 20-27.

26. Нежданов А.А., Огибенин В.В. Перспективы выявления ловушек углеводородов в нижней юре Западной Сибири//Физико-литологические особенности и коллекторские свойства продуктивных горизонтов Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1988. - С.24-32.

27. Карогодин Ю.Н., Нежданов А.А. Неокомский продуктивный комплекс Западной Сибири и актуальные задачи его изучения//Геология нефти и газа, 1988, № 10. - С. 9-14.

28. Карогодин Ю.Н., Нежданов А.А. Литмологические закономерности пространственного размещения резервуаров и залежей УВ Западной и Восточной Сибири. Геология и геофизика, 1988, № 7. - С.3-10.

29. Нежданов А.А. Основные закономерности строения сейсмостратиграфических комплексов неокома Западной Сибири//Геофизические методы при обосновании объектов нефтепоисковых работ в центральных районах Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1988. - С. 62-71.

30. Нежданов А.А. Геологические аспекты прогноза нефтегазоносных объектов по геофизическим данным//Геофизические методы локального прогноза нефтегазоносности в Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1989. - С. 61-74.

31. Ушатинский И.Н., Нежданов А.А., Огибенин В.В. Условия формирования и перспективы нефтегазоносности нижнеюрских отложений Западной Сибири//Геофизические методы локального прогноза нефтегазоносности Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. - 1989. - С. 82-92.

32. Прогноз и картирование неантиклинальных ловушек углеводородов Западной Сибири методами сейсмостратиграфии//Матер. 34-го междунар. геофиз. симпозиума «Актуальные проблемы прикладной геофизики». Будапешт, 1989, т. II. - С. 451-455/А.Р.Малык, В.В.Жданович, А.А.Нежданов, А.П.Ковалев и др.

33. Нежданов А.А. Проблемы интеграции и дифференциации знаний в развитии сейсмостратиграфии//Интегрированная система автоматизированной комплексной интерпретации данных сейсморазведки и геофизических исследований скважин. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. - 1989. - С. 122-126.

34. Малык А.Р., Соколов В.И., Нежданов А.А. Методика и результаты регионального сейсмостратиграфического изучения неокома Западной Сибири//Труды 35-го междунар. геофиз. симпозиума, г. Варна, 2-5 октября 1990 г. / София, 1990, т.1. - С.125-128.

35. Нежданов А.А. Некоторые теоретические вопросы циклической седиментации//Литмологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов. Новосибирск, Наука, 1990. - С. 60-79.

36. Региональная литмостратиграфическая схема мезозоя и кайнозоя Западной Сибири и основные закономерности размещения неантиклинальных ловушек углеводородов//Литмологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов. Новосибирск: Наука, 1990. - С. 80-108./Нежданов А.А., Огибенин В.В., Куренко М.И. Горбунов С.А., Топычканова Е.Б.

37. Опыт физического моделирования клиноформных структур/ Научно-техн. достижения и передовой опыт в обл. геологии и разведки недр// Научно-техн. информ. сборник/ ВНИИ экон. мин. сырья и геол.-развед. работ (ВИЭМС). - М.: 1990. - вып.5. - С. 46-50. Авт.: Г.М.Голошубин, А.М.Верховский, В.В.Кауров, А.Д.Кондрашин, А.А.Нежданов.

38. Сейсмогеологическое изучение клиноформных отложений Среднего Приобья. М., Наука, 1990, 108 с./О.М.Мкртчян, И.Л.Гребнева, В.П.Игошкин, М.А.Карнеев, А.А.Нежданов, С.И.Филина.

39. Нежданов А.А. Основные типы неантиклинальных и комбинированных ловушек углеводородов Западной Сибири//Закономерности размещения и прогноз нефти и газа в мезозойских отложениях Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. - 1991. - С. 114-128.

40. Нежданов А.А. Рифтогенная модель Западно-Сибирского бассейна как основа прогноза новых зон нефтегазонакопления//Тезисы докл. междунаrodn. симпозиума Геодинамическая эволюция осадочных бассейнов, Москва, 18-23 мая 1992 г. М.: 1992. - С. 104.

41. Нежданов А.А. Сейсмогеологический прогноз и картирование неантиклинальных ловушек нефти и газа в Западной Сибири (часть I). М.: 1992, 99 с. (Развед. геофизика: Обзор/Малое гос. научно-производ. предприятие «Геоинформмарк»).

42. Сейсмогеологический прогноз и картирование неантиклинальных ловушек, залежей нефти и газа в Западной Сибири (часть II)/ А.А.Нежданов, В.В.Огибенин, А.Н.Бабурин, В.И.Соколов и др. / М.: 1992, 101 с. - (Развед. геофизика: Обзор/Малое гос. научно-производ. предприятие «Геоинформмарк»).

43. А.А.Нежданов. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных/Курс лекций для студентов специальностей 080400 «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых» и 080500 «Геология нефти и газа». - Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. - 133 с.

44. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. - М.: Изд. Академии горных наук, 2000. - 247 с.

45. Нежданов А.А. Проблемные вопросы стратиграфии мезозоя Западной Сибири/ Проблемы стратиграфии мезозоя Западно-Сибирской плиты (матер. к Межвед. страт. совещ. по мезозою Зап.-Сиб. плиты). Сб. науч. трудов под ред. Ф.Г. Гурари и Н.К. Могучевой. – Новосибирск: СНИИГГиМС. 2003. – С. 5-10.

46. Сейсмостратиграфия и стратиграфия в узком смысле (*Senso striato*/Актуальные проблемы нефтегазоносных бассейнов. Новосибирск: Изд-во НГУ, 2003. - С. 43-51.

47. Нежданов А.А., Герасимова Е.В., Халиулин И.И. Особенности строения верхней юры на северо-западе Западной Сибири/Актуальные проблемы нефтегазоносных бассейнов. Новосибирск: Изд-во НГУ, 2003. - С. 127-133.