

17 ОКТ 1996

МОСКОВСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ М.И.МОНОСОВА
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ
КАФЕДРА ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ ГОРЮЧИХ
ИСКОПАЕМЫХ

на правах рукописи

УДК

Чернавских Анатолий Васильевич

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ
ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
В РАЙОНЕ СИБИРСКИХ УВАЛОВ

Специальность 04.00.17 - геология,поиски и разведка
нефтяных и газовых месторождений

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского государственного университета и АООТ "Ноябрьскнефтегаз"

Научный руководитель : академик РАЕН, доктор геолого-минералогических наук , профессор Б.А.Соколов

Официальные оппоненты:

Доктор геолого-минералогических наук Золотов А.Н.

Доктор геолого-минералогических наук Леоненко Г.Н.

Ведущая организация:

Акционерное общество открытого типа "Пурнефтегаз".
(Нефтяная компания "Роснефть")

Зашита состоится "11 октября 1996 года в 14.30 на заседании совета Д.053.05.64 по защите диссертаций на соискание учной степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности 04.00.17 - геология , поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений при Московском государственном университете им. М.В.Ломоносова по адресу:

119899, ГСП-3, г.Москва, В-234, Воробьевы горы, МГУ, геологический факультет, аудитория № 829

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке геологического факультета МГУ, 6 этаж главного здания.

Автореферат разослан "9" сент. 1996 года

Ученый секретарь
Диссертационного совета,
кандидат геолого-минералогических наук Н.В.Пронина

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

АКТУАЛЬНОСТЬ ТЕМЫ: Регион, расположенный между газоносными районами севера Западной Сибири и богатыми нефтеносными территориями Широтного Приобья является новым перспективным на нефть и газ районом, где уже открыты крупные месторождения нефти Суторминское, Муравленковское, Вышгапуровское, Сутмутское. В 1989 году здесь добывалось более 40 млн.т нефти. К 1995 году добыча нефти снизилась до 20 млн.т. и продолжает падать в настоящее время. В 1996 году ожидается добыть около 18 млн.т. нефти. Основными причинами снижения добычи нефти явились интенсивная разработка эксплуатируемых месторождений и отсутствие ввода в разработку новых высокопродуктивных месторождений и залежей. Снижение эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ, ухудшение структуры запасов нефти и газа в Западной Сибири и в рассматриваемом районе Сибирских Увалов в частности определяется не только негативными экономическими факторами, но и нерешенностью многих геологических проблем. К таким относятся вопросы межплатформенной корреляции песчаных пластов, определение источников генерации и путей миграции углеводородов, объяснение природы ярких наклонных сейсмических границ в глинистых отложениях неокема.

Обобщение материалов поисково-разведочного и эксплуатационного бурения, сейсморазведочных работ, лабораторных исследований керна и флюидов по району Сибирских Увалов, выявление на этой основе закономерностей распределения залежей УВ по площади и разрезу, особенностей развития процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления представляет собой актуальную для науки и производства проблему, разработка которой способствует повышению качества геологического прогноза.

В диссертации рассмотрены основные направления повышения добычи нефти для изучаемого региона, первоочередными из которых являются:

1. Детальное изучение, пересмотр геологического строения разрабатываемых месторождений. Построение уточненных геологогеофизических моделей залежей нефти и газа на основе современных представлений об условиях формирования резервуаров и детальных схемах корреляции продуктивных отложений.

2. Поиск, разведка и ускоренный ввод в эксплуатацию новых месторождений. Применение новых подходов к выработке основных направлений геологоразведки, основанных на современных представлениях о формировании нефтяных газовых залежей с учетом многочисленного накопленного фактического материала. Выбор первоочередных районов для постановки поискового бурения, повышение надежности прогнозирования залежей углеводородов. Особое внимание при поисках нефти должно уделяться выявлению литологически и тектонически скринированных ловушек.

Цель работы: Повышение надежности построения геологических моделей залежей УВ. Выявление закономерностей размещения и условий формирования месторождений нефти и газа в различных структурно-литологических зонах центральной части Западной Сибири . Прогноз нефтегазоносности различных районов рассматриваемой территории.

Основные задачи исследований

1. Анализ распределения открытых залежей нефти и газа по площади , по разрезу, по величине, по фазовому состоянию. Выявление основных закономерностей размещения месторождений углеводородов.
2. Изучение условий формирования верхнеюрско-нижнемеловых отложений и установление характера распределения и изменения свойств песчаных тел и глинистых толщ по площади и разрезу.
3. Определение влияния геодинамических факторов на процессы осадконакопления верхнеюрско - нижнемеловых отложений и формирование залежей нефти и газа. Определение перспектив нефтегазоносности тектонических зон территории.
4. Разработка моделей формирования залежей нефти в верхнеюрских - нижнемеловых отложениях. Оценка времени образования, условий миграции и аккумуляции нефти и газа. Локализация очагов нефтегазообразования.
5. Детальное изучение геологического строения и истории разработки месторождений , введенных в промышленную эксплуатацию, выработка рекомендаций для повышения нефтеотдачи пластов.

Научная новизна:

- 1.Обоснован и подтвержден фактическим материалом механизм образования песчаных резервуаров, имеющих клиноформное строение во временном интервале и пластовое строение по литологическому составу .
- 2.Разработаны модели формирования залежей нефти в верхнеюрско нижнемеловых отложениях центральной части Западной Сибири Выявлены особенности онтогенеза нефти в различных структурно литологических зонах.
- 3.Намечены основные направления повышения добычи нефти укрепления минерально - сырьевой базы региона Сибирских Увалов.

Практическая значимость работы:

- 1.Впервые для рассматриваемой территории выявлены условия формирования и закономерности размещения залежей УВ в разрезе и по площади, что позволяет обосновать нефтегазопотенциал и более целенаправленно вести поисково-разведочные работы .

2.На основе предложенной модели строения неокомского разреза предложен новый (для Ноябрьского региона) подход к корреляции продуктивных пластов склонового генезиса, который позволит сократить число непродуктивных скважин, оптимизировать процесс разработки этих залежей и повысить коэффициент извлечения нефти и газа.

Реализация результатов работы:

С 1992 по 1995 год автор принимал участие в разработке штанов поисково-разведочного бурения АО "Ноябрьскнефтегаз" и в решении оперативных вопросов разработки месторождений.

Автор принимал участие в составлении "Подсчета запасов Карамовского месторождения", "Проекта пробной эксплуатации Средне-Итурского месторождения", "Проекта пробной эксплуатации Спорышевского месторождения", геологических отчетов по Сутмутскому, Умсейскому, Западно-Ноябрьскому, Средне-Итурскому месторождениям. В результате проведенных работ значительно уточнились запасы нефти промышленных категорий, даны рекомендации по оптимальной разработке залежей нефти.

Рекомендации автора учтены при решении вопросов заложения разведочных и эксплуатационных скважин на Умсейском, Средне-Итурском, Выгапуровском, Западно-Ноябрьском и других месторождениях, определении тематики научно - исследовательских работ, проводимых по месторождениям Ноябрьского региона.

Результаты исследований по теме диссертации докладывались и обсуждались на научно-технических конференциях и геологотехнических совещаниях АО "Ноябрьскнефтегаз". Результаты работ изложены в фондовых и опубликованных материалах.

Объем работы и использованные материалы:

Диссертация состоит из введения , 4 глав и заключения общим объемом 160 страниц машинописного текста, списка литературы из 112 наименований, содержит 76 рисунков, 3 таблицы.

Работа оформлена на персональном компьютере IBM 486 с применением программ PETROLEUM WORK BENCH, MS-WORD, MS-EXCEL, SURFER.

Основой для проведенных исследований послужили результаты бурения, испытания, геофизических исследований (ГИС) более чем 1000 поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, лабораторных исследований керна и флюидов, сейсморазведочных работ по территории деятельности АО"Ноябрьскнефтегаз". В ходе работ использовались материалы по 25 месторождениям и 30 площадям.

В процессе работы автор пользовался консультациями и цennыми советами Соколова Б.А. (МГУ), Семеновича В.В. (МГУ), Баженовой О.К. (МГУ), Гусевой А.Н. (МГУ), Кирда Н.П. (Сиб.отделение АН РФ), Корсунь В.В. (НоябрьскНИПИнефтегаз), Савина В.Г.(НГНГРП), и других, которым приносит свою искреннюю и глубокую благодарность.

Автор благодарит свою жену Светлану, за постоянную поддержку и помощь в подготовке и оформлении диссертационной работы.

Содержание работы.

Глава 1 "Геологическое строение центральной части Западной Сибири в районе Сибирских Увалов."

В главе дана характеристика геолого - геофизической изученности региона исследований, расположенного на сочленении Средне-Обской, Фроловской, Надым - Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей, занимающего площадь около 70 тыс.квадратных километров. Приведена справочная информация по характеристике геологоразведочных работ, определена последовательность рассмотрения вопросов в решении поставленных задач работы.

Стратиграфия и литология.

Вскрываемый глубокими скважинами разрез на территории изучаемого региона подразделяется снизу вверх на следующие крупные комплексы: фундамент, промежуточный комплекс (Р(?) - Т) и платформенный комплекс (J-Q).

Палеозой.

На территории изучаемого региона доюрский комплекс вскрыт 8 скважинами. В связи с малым количеством органических остатков в керне весьма трудно с уверенностью говорить о возрасте вскрытых отложений. Поэтому геологическое строение этого комплекса можно прогнозировать преимущественно на основе данных грави- и магниторазведки, региональных и площадных сейсморазведочных работ. Из имеющихся публикаций наиболее полно описание палеозойских пород дано в серии монографий и тематических сборников: Дубатолов (1981г), Каныгин (1984г), Кульков, Дубатолов (1990г), Тесаков (1990г). Отраженные в них материалы позволяют прогнозировать наличие на изучаемой территории пород от докембрия по триас включительно.

Триасовая система.

Триасовые отложения Западной Сибири подразделяются на две серии: вулканогенно-осадочную (туринская, красноселькупская и челябинская) и платформенную (тамшайская).

Изучаемый регион располагается на границе двух фациальных областей: Ямал-Тазовской и Обь-Иртышской. В их составе известно восемь фациальных зон (Надым-Пурская, Тамшайская и Красноселькупская зоны на севере, Нижневартовская, Сургутская, Перевальная, Тундринская и Шеркалинская зоны на юге и западе). Для Ямал-Тазовской области характерно шащеобразное залегание триаса, который в нижней части представлен вулканогенно - осадочными континентальными толщами, а в верхней - лагунными, озерными, аллювиальными, дельтовыми и прибрежно-морскими терригенными отложениями. В Обь-Иртышской области триасовая система представлена

нижним и средним отделами и характеризуется континентальными вулканогенно-осадочными породами с мозаичным распределением в грабен-рифтах и изолированных впадинах (Казаков и др., 1992г). До настоящего времени остается не решенным вопрос о фациальном взаимоотношении тампейской, туринской и красноселькупской серий. Предполагается, что в областях, где триасовые отложения до сих пор не изучены, в том числе в регионе Сибирских Увалов, можно ожидать выявление любой из вышеперечисленных серий.

Достаточно полные сведения о стратиграфии триасовых отложений получены по Тюменской СГ-6, Уренгойской скв. № 414, Черничной скв. № 46 и другим скважинам пробуренным на сопредельных территориях.

Отложения платформенного чехла.

Разрез платформенного осадочного чехла представлен в основном терригенными образованиями, возраст которых определен в диапазоне от нижнеюрского до четвертичного. По узучаемому региону имеется очень незначительное количество палеонтологических находок, обосновывающих возраст отложений. Это связано с тем, что регион начал осваиваться только в 80-е годы, имел ресурсы меньше, чем в Сургутском или Вартовском районах и находился в тени открытых гигантских месторождений нефти Среднего Приобья. Согласно региональной стратиграфической схеме 1991 г осадочный чехол расщеплен на ряд свит - мощных песчано - глинистых толщ морского и континентального генезиса, ограниченных пространственно - временными рамками. В пределах свит выделены многочисленные песчаные пласты, разделенные по положению в разрезе на три группы "Ю", "Б" и "А". Название пласта образуется путем прибавления к букве , определяющей положение пласта внутри этих групп , второй буквы , определяющей ее приуроченность к структурному элементу 1 го порядка (например "В" - Вартовский свод, "С" - Сургутский свод) и порядкового номера пласта в пределах свиты. Возрастание номеров идет сверху вниз от кровли баженовской свиты для юрских отложений и от соответствующих границ пластов Б0 и А0 (не связанных с границами свит или стратиграфических подразделений) для меловых отложений . Пласти группы Ю-2 относятся к отложениям тюменской свиты, Ю-1 - васюганской свиты, Ю-0 - баженовской свиты, Б-13 - Б-24 - ачимовской толще (мелюнская свита) Б12 - Б0 и пласти группы А - к мегионской , вартовской свитам или их возрастным аналогам (в зависимости от фациального района). Особое внимание в работе удалено отложениям мегионской и вартовской свит нижнего мела, в песчаных пластах которых содержатся основные запасы нефти и газа региона. Большинство залежей нефти на изучаемой территории находятся на современных абсолютных глубинах 2400 - 3000 м .

В последнее время появляются многочисленные данные по корреляции и прослеживанию песчаных пластов и глинистых пачек. Материал по литостратиграфии, накопленный к настоящему времени настолько обширен, что возникла некоторая путаница при составлении и последующей детализации стратиграфических схем изза недостатка

палеонтологического материала и несовершенства применяемой ранее стратиграфической номенклатуры. Положение усугубляется еще и тем, что сторонники шлюско-параллельной модели строения верхней юры и неокома предпочитают избегать изображений на стратиграфических схемах скользящих границ литостратонов, тогда как сторонники клиноформных моделей, рисуя многочисленные профили со скользящими границами литостратонов, как правило, не предлагают соответствующим своим моделям стратиграфических схем, отвечающих требованиям Стратиграфического кодекса. Решение основных проблем стратиграфии верхней юры и неокома Западной Сибири требует длительного времени для тщательной ревизии всего накопленного материала и под силу только крупным межведомственным коллективам. На нынешнем этапе исследования можно отметить наличие значительных противоречий в существующих и применяющихся на практике схемах корреляции юрско-меловых отложений, что, в конечном итоге, приводит к ошибкам в поисково-разведочных работах, особенно при поисках литологически ограниченных залежей нефти.

Юрская система.

В составе юрских отложений в пределах региона Сибирских Увалов выделяются горелая, котухинская, тюменская, абалакская, васюганская, георгиевская и баженовская свиты.

Нижне- среднеюрские отложения сформировались в единый для Сибири тектоноседиментационный этап, характеризующийся относительно низкой тектонической активностью земной коры, талассократическим режимом, терригенной седиментацией. На территории Западной Сибири они залегают на различных по возрасту и составу образованиях от триаса до докембра. В северных районах Западной Сибири в области развития морских отложений разрез представлен четким чередованием глинистых (левинский, тогурский, лайдинский и лсонтьевский) и песчаных (зимний, шараповский, надояхский, вымский и малыпевский горизонты) уровней осадконакопления, связанных в значительной мере с тектонической жизнью бассейна (Казаринов 1963, Конторович и др. 1971, 1975, 1995) эвстатическими колебаниями уровня Мирового океана (Прозорович, 1962, Конторович и др., 1975, 1995). В центральных районах Западной Сибири по сравнению с северными глинистые горизонты опесчаниваются, содержат пласты углей, смешанные комплексы остатков морской, лагунной, пресноводной биоты, фрагменты растительности. В южных районах нижне- среднеюрские толщи преимущественно континентального генезиса представлены чередованием глин, алевролитов, песков. В них содержатся остатки пресноводных организмов, часто большое количество флоры, корни растений в автохтонном залегании, пласти и прошлости каменистых углей. Единая схема районирования и стратиграфического расчленения юрских отложений Западно-Сибирской равнины утверждена МСК (Тюмень, 1991г.).

Горелая свита распространена узкой полосой между Сынголенинским и Сургутским сводами и простирается в северном направлении. На исследуемой территории отложения указанной свиты распространены в западной ее части в пределах Западно-Перевальной, Сутмутской, Пайсятинской и других площадей. В работе приведены описания разрезов свиты по скв. 11А Западно-Перевальной площади и кв. 423 Сутмутского месторождения.

В восточной части региона (к востоку от Сутмутского месторождения) в основании юры выделяется *котухтинская свита*, являющаяся возрастным аналогом горелой свиты.

На отложениях котухтинской и горелой свит повсеместно залегают юроды *тименской свиты*. Вопрос о стратиграфическом объеме и трапастрографическом положении тюменской свиты давно вызывает оживленную дискуссию среди стратиграфов (Гуарди, 1959, Ровинина и др., 1985 и многие другие). По стратиграфической схеме, принятой в Тюмени в 1990 г., основная часть угленосной толщи средней юры (начиная с ровня вымского горизонта) выделялась как тюменская свита рехчленного строения. В целом для свиты характерно присутствие в юродах большего количества растительного детрита и невыдержаных толстых прослоев. Отдельные шласти песчаников и пачки глини выдержаны по простирации, что затрудняет их корреляцию. Средние мощности пластов песчаников составляют 3-8 метров (в отдельных случаях толщина может достигать 40-50 м). Суммарная толщина пластов песчаников составляет 30-40 % от общего объема свиты. Глинина свиты в изучаемом регионе колеблется от 380 до 500 метров. Подразделить отложения тюменской свиты на отдельные пачки в Яобрьском регионе еще не удалось, хотя такое разделение сделано для других районов Западной Сибири. В кровле тюменской свиты шласти песчаника получили название Ю-2.

Васюганская свита (J3 Kl - of) распространена в восточной части изучаемой территории (к востоку от Сутмутского месторождения). Морские отложения рассматриваемой свиты несогласно перекрывают юроды континентального генезиса тюменской свиты. По литологическому составу слагающие ее отложения четко разделяются на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита сложена преимущественно темно-серыми глинами, как правило, тонкоотмученными, полосчатыми за счет алевритистой примеси, с редкими прослоями алевролитов и песчаников. С запада на восток наблюдается постепенное увеличение количества песчаных прослоев в глинистой толще. Толщина глинистых отложений колеблется от 20 до 50 метров. Верхняя подсвита на всей территории распространения васюганской свиты представлена преимущественно песчаниками серыми, мелко- и среднезернистыми с прослоями более карбонатных разностей. Песчаники серые с буроватым оттенком, часто плохоотсортированные. Песчаные коллектора в этой части разреза получили единое название "шлант Ю-1". Общая толщина песчаников изменяется от 0 до 60 метров. Повышенная мощность этих отложений

наблюдается на востоке изучаемого региона . Здесь пласт разбивается ряд самостоятельных резервуаров: Ю1-1, Ю1-2 и так далее. В центральной части региона, к западу от меридиана Вынгапуровского месторождения пласт уменьшается в мощности и приобретает линзовидное строение. Её западнее , в районе Суторминского месторождения он уже плохо выражена на каротажных диаграммах и его толщина составляет первые метры. Завершающей глинизацией пласта и перехода васюганской свиты в абалакскую проходит по линии Восточно - Перевальское, Пякутинское, Пайсятинское месторождения. Отложения *георгиевской* (J3 of - km) свиты выделяются на той же территории , где распространены щороды васюганской свиты. Глинистые отложения георгиевской свиты согласно перекрывающим горизонты васюганской свиты. Георгиевские отложения представлены глинами от темно - серых до черных, тонкоотмученными часто с примесью глауконита. Суммарная толщина свиты колеблется от 20 метров. На большей части территории ее мощность составляет 2 метров. Отложения *абалакской свиты* являются возрастным аналогом васюганской и георгиевской свит и распространены в западных районах изучаемого региона. Разрез свиты представлен аргиллитами от темно-серых до черных, слюдистыми, местами сидеритизированными. Кроме отбивания по подоправке битуминозных отложений баженовской свиты подошва также хорошо выражена благодаря границе с континентальными отложениями тюменской свиты. Толщина свиты составляет 20 - 60 метров. Возраст установлен по находкам аммонитов и комплексам спор и пыльцы.

Битуминозные отложения, согласно перекрывающие абалакскую и георгиевскую свиты, выделяются в *баженовскую свиту*. Этот горизонт характернейшая черта всего юрско-мелового разреза Западной Сибири. Отличительными особенностями пород баженовской свиты являются региональное распространение, яркая выраженность на материалах ГИК сейсморазведки, значительные содержания органического углерода местами превышающие 10%. Отложения свиты представлены аргиллитами темно - серыми до черных, с коричневым оттенком, кремнистыми слабоалевритистыми, шлаковыми . В аргиллитах по плоскостям наластвования участками наблюдается обилие раковин пелепешитов аммонитов, часто отмечается чешуя рыб. В подоправке встречаются манг-кальцитовые с фосфоритом конкреции. Аргиллиты на каротажных диаграммах характеризуются повышенными значениями КС и I. Толщина свиты колеблется от 10 до 100 метров.

Отличительной особенностью баженовских отложений является повышенное содержание Сорг. А.Э.Конторович (1976) предложил таких пород название "сапропелевый аргиллит" при Сорг больше 5% "сапропелитовый аргиллит " при Сорг больше 10%.

Согласно классификации типов разрезов баженовской свиты опубликованной в монографии "Баженовский горизонт Западной Сибири" Ю.В.Брадучан и др.(1986) на территории Ноябрьского региона выделяют

два типа разреза баженовских отложений : Салымский на западе и Таркосалинский на востоке. Таркосалинский тип разреза отличается от салымского повышенными толщинами (до 80м и более), увеличением терригенных компоненты и пониженной битуминозностью).

Кроме описанных выше обычных разрезов баженовской свиты на отдельных площадях встречаются аномальные разрезы баженовской свиты, где среди битуминозных пород выделяются многочисленные песчаные тела. В Ноябрьском регионе такие разрезы встречены в юго-западной части на Имилорском, Восточно-Перевальном, Соимлорском, Сутгутском, Романовском и других месторождениях.

Меловая система.

Породы *мегионской свиты* залегают в основании неокомского разреза. В основном эти отложения согласно лежат на битуминозных кремнисто - глинистых породах баженовской свиты, но в отдельных случаях имеют место более сложные контакты , связанные с подводно - оползневыми явлениями. Верхняя граница свиты в центральной части региона проводится по чеускинской пачке глин над пластом БС10 , а на востоке по пачке глин над пластом БВ8. Такие границы можно отследить на отдельных площадях, но их трудно использовать в региональном плане, т.к. в неокомском разрезе нет таких региональных реперов как баженовская свита, и глинистые пачки имеют прерывистое или локальное распространение. В большинстве случаев верхняя граница свиты проводится по нижней границе зоны значительного опесчанивания разреза, развития прибрежно - морских фаций.

Относительно возраста отложений мегионской свиты (а также граничащих с ней баженовской и вартовской свит) существуют две основные точки зрения:

1. А.Э.Конторович , И.И.Нестеров и др. в книге "Геология нефти и газа Западной Сибири"(1975) определяют возраст мегионской свиты как берриас - валанжинский. Аналогичное трактование возрастадается и в Стратиграфической схеме нижнего мела Западной Сибири (Решения..., 1991).

2. Другая точка зрения, которой придерживается и автор настоящей работы, опубликована в многочисленных трудах сторонников клиноформного строения верхнеюрского и нижнемелового разреза (А.Л.Наумов, Ю.Н.Карагодин, А.А.Нежданов и др.) . Согласно этой точки зрения, возраст однофациальных отложений неокома в различных частях Западной Сибири различный. Идет закономерное омоложение отложений с востока к центру бассейна . Возраст отложений клиноформного комплекса (куломзинская, тарская , мегионская, сортимская и др. свиты) изменяется от раннего берриаса на востоке (Александровский район) до баремского (Тобольско-Уватский и Сургутский районы). Такие датировки подтверждаются данными находкам аммонитов и бухий. Мегионская свита в литологическом плане имеет характерное строение и легко узнаваема на всех разрезах скважин от Хулымского до Стакановского

месторождений. В основании свиты залегает обособленная, песчано-глинистая толща, получившая название ачимовской . Ее толщина составляет в среднем 150 - 400м. Ачимовские отложения имеют сложное строение. Снизу вверх это глинистые отложения переходной зоны от баженовской свиты, далее следуют песчано - глинистые неравномерно ритмичные турбидитоподобные отложения с преобладающей ролью песчаников. Их толщина составляет 80 - 120 метров. Характерной чертой строения рассматриваемой толщи является ее трансгрессивный характер, т.е. уменьшение песчанистости вверх по разрезу. Наиболее хорошие коллектора находятся как правило в основании пачки. Песчаники светло - серые , плохо и среднесортированные массивные и слоистые, невыдержаные по мощности . Толщина песчаных прослоев колеблется от 0,5 до 10 метров. Выше описанной толщи лежат преимущественно глинистые образования, тонкоотмученные, слабополосчатые за счет карбонатных и алевритистых разностей. Толщина глинистой пачки колеблется от 20 до 120 метров. Перекрываются тонкоотмученными глины также глинистой толщей , представляющей собой очень частое переслаивание (0,1 - 1 м) темно - серых алевритистых глин , серых алевролитов и плохосортированных песчаников (последние часто отсутствуют) . Эта толща представляет собой флиши с типичными мелкими циклитами. На электрокаротажных диаграммах эти отложения отображаются областью записи с повышенными удельными сопротивлениями с очень шлотной записью и имеют пилюобразную форму. Практически на всех каротажных диаграммах изучаемого региона эти отложения имеют однообразную форму и могут служить литологическим репером. Толщина этой высокомощной пачки изменяется от 100 до 300 м. На выше описаные отложения налегает регressive песчано - глинистая толща, состоящая как правило из нескольких регressive циклов , хорошо видных на электрокаротажных диаграммах (особенно по КС) . Циклы начинаются тонкими глинистыми отложениями, которые через алевритистые разности сменяются песчаными прослойями в кровле. Из комплекса циклов самый мощный обычно верхний ритмит (в нем также отмечается максимальное количество песчаного материала). К кровле этой регressive толщи часто приурочен продуктивный пласт. Это БВ8 на Вынгапуровском месторождении, БС11 на Умсейском месторождении , БС 9-2 на Сутгутском месторождении и другие аналогичные пласти. Разрез *вартовской свиты* начинается на востоке с пачки глин перекрывающих последний песчаный пласт склонового генезиса. В центральных и западных частях территории нижняя граница свиты проводится по началу развития преимущественно песчаного разреза. Этую границу можно провести лишь с достаточной степенью условности. Отложения вартовской свиты представлены песчаниками , часто с обильными остатками углистого дегрита, алевролитами , аргиллитами. Песчаники от мелко до крупнозернистых, серые, зеленовато - серые , с

углистым дегритом и маломощными угольными прослойями. Преобладание песчаников в разрезе свиты отмечается в центральных и восточных зонах изучаемого региона. На западе в пределах свиты выделяют пласты группы "А", на востоке только пласты группы "Б". Возраст этих отложений датируется валанжинским - баремским ярусами мелового периода. Толщина свиты колеблется от 50 до 350 метров закономерно уменьшаясь с востока на запад. На отложениях вартовской свиты на большей части территории (за исключение восточных районов) залегают песчано - глинистые отложения *алымской свиты*. Глины темно - серые, плотные, аргиллитоподобные, алевритистые. Песчаники серые мелкозернистые, неравномерно глинистые. Песчано - глинистые шлаклы как правило трансгрессивного типа, т.е. с уменьшением зернистости вверх по разрезу в пределах шлакла. Толщина свиты колеблется от 150 до 300 м. Возраст этих отложений определен по споро - пыльцевым комплексам и датируется нижним атом. Мощная преимущественно песчанистая толща континентальных отложений, выделяемая в центральных районах изучаемого региона над алымской свитой получила название *покурской свиты*. Она представлена мелкозернистыми песчаниками и песками, неравномерно переслаивающимися с глинами и алевролитами. В нижней части свиты часто встречаются линзы и прослои угля. Толщина свиты 700 - 900 метров. Возраст охарактеризован споро - пыльцевыми комплексами. В восточных районах из - за отсутствия прослеживаемой границы с вартовской свитой вся толща песчано - глинистых пород прибрежно - морского и континентального генезиса выделяется в *Усть - тазовскую серию*. В западных районах в этом возрастном диапазоне выделяются *викуловская, ханты - мансийская и уватская свиты. Кузнецковская свита (К2 т)* с размывом залегает на уватской и покурской свитах. Отложения свиты представлены темно - серыми глинами с примесью алевритистого материала, зернами глауконита. В верхней части свиты отмечаются опоковидные глины. Толщина отложений 10 - 40 метров. *Березовская свита (К2 т - ктр)* подразделяется на две подсвиты. Нижнеберезовская подсвита представлена глинами серыми и темно серыми, опоками и кремнистыми аргиллитами. Опоки и опоковидные глины преобладают в верхней части подсвиты. Породы верхнеберезовской подсвиты представлены глинами серыми и зелено - серыми с редкими прослойями опоковидных глин. Общая толщина свиты составляет 130 - 225 м. Выше лежат породы *ганьковской свиты*, представленные серыми и зелено - серыми известковистыми глинами. Среди глин встречены прослои мергелей и кварц - глауконитовых алевролитов. Толщина свиты составляет 140 - 190 м.

Выше по разрезу залегают песчано-глинистые отложения палеоген-четвертичного возраста *талицкой, люлинворской, тавдинской свитами и некрасовской серии*.

В диссертационной работе на примере региональных разрезов показана неоднозначность выделения границы между мегионской и вартовской свитами. В практике работ одним и тем же пластом

называются отложения различных фаций и различного возраста. Например, пласт БС1 выделяется на западе региона на Ямшинской площади и в центральной части на Суторминском месторождении. Расстояние между этими районами составляет 150 км. Если в первом случае это пласт в кровле ачимовской глинистой толщи (мегионская свита) с типично регressiveвой структурой (с постепенным возрастанием глинистости от кровли к подошве пласта), образованный на вишием перегибе шельфа, то во втором случае это мощный монолитный пласт песчаника, расположенный в центре песчано-глинистой толщи на 200 м выше кровли ачимовских глин (вартовская свита), образованный в прибрежно-морской зоне. Обосновывается предложение коррелировать не песчаные пластины, а пачки пород, выделяя в них глинистые толщи и зоны с аномальными характеристиками при геофизических исследованиях в скважинах. Эти участки отличаются пиковыми значениями по индукционному каротажу, кавернometрии и другим показателям. Как показывают результаты эксплуатационного разбуривания Сутмутского, Вышгапуровского, Средне-Итурского и других месторождений, песчаные тела имеют ограниченные размеры и значительную изменчивость свойств даже на расстояниях в сотни метров. Приведены схемы корреляции по скважинам пробуренным через 500 метров и показаны продуктивные пластины, которые сложены отдельными песчаными телами, часто изолированными друг от друга. Корреляция подобных тел по данным разведочного бурения невозможна. Поэтому при эксплуатационном разбуривании таких залежей необходимо учитывать низкую достоверность геологических построений. Недоучет подобного строения пласта БС-12 на Средне-Итурском месторождении привел к падению пластового давления в первый год эксплуатации на 55 атм. При добыче каждого 200 т нефти пластовое давление по среднестатистической скважине падало на 1 атмосферу. При детальном рассмотрении строения пласта выяснило, что пласт состоит из отдельных песчаных тел, налегающих друг на друга, кровля которых лежит на выдержанном расстоянии от вышележащих реперов.

Тектоническое районирование.

Геодинамические процессы, происходившие на территории региона, имеют важнейшее значение для понимания условий формирования залежей углеводородов т.к. они определили:

- распространение и смену фациальных обстановок в исторической последовательности;
- дифференциацию теплового прогрева по площади;
- формирование ловушек для нефти и газа;
- в отдельных случаях пути миграции углеводородов.

Доюрские комплексы

К настоящему времени существует не менее 40 различных карт и схем тектоники Западно-Сибирской плиты (ЗСП). В развитии представлений о тектонике фундамента ЗСП можно выделить три основные альтернативы:

1 докембрийский возраст основания (В.Д.Наливкин, М.В.Муратов и др.).

2 преимущественно герцинский возраст складчатости (А.Д.Архангельский, М.А.Усов и др.).

3 гетерохронный возраст фундамента основания (А.Н.Мазарович, М.К.Коровин и др.).

Геолого-геофизические данные в целом согласуются с тектоническими моделями третьей группы, показывающими в фундаменте блоки карельской, байкальской, салаирской, каледонской и герцинской складчатости. Однако обоснование возраста, границ, внутреннего строения блоков и зон осуществляется различными авторами неоднозначно. Из-за малого количества скважин, вскрывших доюрские комплексы, основной исходной базой для формирования представлений о типах и разновидностях земной коры ЗСП, физических параметрах ее горизонтов и интерпретации тектонических элементов служили геофизические материалы. Основную часть территории Ноябрьского региона занимает область герцинской складчатости. Породы фундамента(?) и переходного комплекса вскрыты лишь отдельными скважинами. Кери этих скважин представлен метаморфизованными осадочными и вулканогенно - осадочными комплексами. Поле распространения герцинид осложнено двумя крупными грабенами : Уренгой - Колтогорским, проходящим к востоку от Вышгандур - Вышгаяхинского вала и Яросовским, проходящим к востоку от Коллективного и Янтипинского поднятий , а также рядом более мелких грабенов и горстов, простирающихся с юго - запада на северо - восток.

Территория региона Сибирских Увалов расположена в центральной части юго-восточного борта Западно-Сибирской синеклизы. Это обусловило закономерное погружение кровли доюрского комплекса с юга на север и с востока на запад. Глубина залегания подошвы нижнеюрских отложений 4-5 км. В осадочном чехле выделено около 200 поднятий площадью от первых квадратных километров до сотен квадратных километров. Углы наклона крыльев структур по породам юрского возраста составляют от первых минут до 2-3 градусов и постепенно вы полаживаются вверх по разрезу. Изучение структурных форм геологических тел является важнейшим инструментом при поисках и разведке нефти и газа. В Западной Сибири с крупными положительными структурами связано подавляющее большинство открытых залежей углеводородного сырья. При наложении любой карты с выделенными положительными структурами на карту расположения залежей нефти выделяется совершенно четкая приуроченность месторождений к зонам мегавалов и крупных поднятий . Из 9 крупных месторождений нефти

изучаемого региона (с извлекаемыми запасами более 50 млн.т.) только одно Сутгутское не приурочено к своду поднятия , а находится на его склоне.

Основываясь на тектонических картах Западной Сибири под редакцией М.Я.Рудкевича (1970), В.С.Суркова(1974), И.И.Нестерова(1990), и структурной карте по отражающему горизонту "Б" В.А. Галунского (1994) проведено крупнозональное районирование территории. Выделено пять основных структурно-формационных районов , характеризующихся сходными условиями формирования осадочного чехла и его деформированности:

1. Территории , расположенные восточнее Етышур-Ярайнерской группы поднятий. Отличительными чертами этого района являются : слабая деформированность юрско-меловых отложений, изометрическая форма и малая амплитуда структур, высокое положение кровли баженовской свиты (выше 3000 м), значительная песчанистость неокомских шельфовых отложений.

2.Центральные районы (между Етышур-Ярайнерской зоной на востоке и южным окончанием Северного мегавала на западе) характеризуются ярко выраженной субмеридиональной структурой валов и сопряженных с ними поднятий, значительной рельефностью структур (перепад отметок по кровле баженовской свиты между Ярайнерским куполом и соседним с ним прогибом составляет 700 м при градиенте 35 м/км), наличием существенных (первые десятки метров) глинистых пачек в неокомских шельфовых отложениях. В районах наиболее рельефных границ прогибов и валов отмечаются многочисленные разрывные нарушения.

3. Айхеттинско - Хеттинский район расположен между южным окончанием Северного мегавала на востоке и Хулымской мегаседловиной на западе. Особенностями района являются значительная обедненность коллекторами всего юрско-мелового разреза, значительные глубины погружения кровли баженовской свиты (3300 - 3600 м), слабая дислокированность осадочной толщи, изометричность и малая амплитуда структур, наличие в фундаменте блока ранней консолидации .

4. Район Хулымской мегаседловины связан с инверсионным палеопрогибом, благодаря которому структуры осадочного чехла имеют отчетливую субмеридиональную направленность и значительную рельефность.. В неокомском разрезе прослеживаются отдельные песчаные пачки на фоне доминирующих глин.

5. В пределах южных окончаний Центральной и Айхеттинско-Хеттинской зон выделяются районы являющиеся северными окончаниями Сургутского свода. Для них характерно плавное поднятие маркирующих горизонтов юры и мела на юг, изометричная форма структур.

Разломная тектоника.

Наряду с пликативными дислокациями осадочной толщи, в изучаемом регионе отмечаются зоны развития разломов. В нижне -

среднеюрских отложениях они выделяются практически повсеместно по временным разрезам и связаны, как правило, с подвижками блоков фундамента. Наличие разрывных нарушений в верхнеюрско-нижнемеловых отложениях долгое время отрицалось.

Наибольшие перепады гипсометрических уровней горизонтов осадочных пород характерны для склонов крупных валов и границ Ай-Хеттинско-Хеттинской зоны. В этих районах активно проявилась разломная тектоника. Отчетливо прослеживаются разрывные нарушения на временных разрезах Умсейского, Южно-Пуршайского, Вышгаяхинского, Етышуринского и других месторождений. Разломы могут играть роль каналов миграции нефти в вышележащие горизонты. На Умсейском (скважины 74, 5), Спорышевском (скважины 654, 656), Ярайперском (скважина) месторождениях фиксируется до 14 залежей нефти размерами 5-25 кв. км, расположенных одна над другой, приуроченных только к одной скважине. В соседних скважинах, пробуренных в 2-4 километрах от нее встречается как правило 1-2 залежи нефти. В других случаях малоамплитудные разрывные нарушения могут играть роль гидродинамических экранов. Подобные примеры описаны на Западно-Ноябрьском и Средне-Итурском месторождениях.

Глава 2. Геологическое строение и условия формирования отложений центральной части Западной Сибири на примере Ноябрьского региона.

Теоретические основы изучения последовательности осадконакопления .

Изучение истории развития региона в юрско-меловое время чрезвычайно важно для выяснения закономерностей размещения коллекторов, покрышек и потенциально нефтеносных свит. Об условиях формирования верхнеюрско-меловых отложений, содержащих основные запасы углеводородов существуют две основные точки зрения. Согласно первой, верхнеюрско-неокомский разрез имеет клиноформное или косослоистое строение. Эти взгляды получили свое развитие в трудах А.Л.Наумова; В.А.Корнева; М.М.Бинштока; Ю.Н.Карагодина, А.А.Нежданова, О.М.Мкртчана, Л.Я.Трушковой, Н.М.Гогоненкова и других авторов. Согласно другой, эти отложения имеют либо слоистое строение, либо более сложную структуру. Такой точки зрения придерживались И.И.Нестеров, Ф.К.Салманов, А.П.Соколовский и другие исследователи. Но ни одна, ни другая модели не могут объяснить всего разнообразия имеющегося фактического материала. В работе предлагается новый взгляд на известные цифры и факты и показывается, что правы и те, кто говорит о субгоризонтальном строении неокомского разреза и те, кто говорит о его клиноформенном строении. Разделение разреза на фации, применение закона взаимосвязи фаций Головкинского-Вальтера и известного принципа актуализма позволяет взглянуть на

модель формирования верхнеюрско-неокомских отложений с новых позиций.

Вопрос о связи фациальных зон был впервые рассмотрен в России Н.А.Головкинским в 1869 г.. За рубежом подобные фациальные связи были описаны в 1893 г. И.Вальтером. В итоге было сформулировано следующее правило: "Только те фации и фациальные зоны могут перекрываться друг другом без перерыва, которые находились рядом во время их формирования."

К проблеме миграции береговой линии, возрастного скольжения пластов и взаимосвязи фаций обращались А.А.Иностранцев (1872г) , М.М.Тетяев (1934г) , В.А.Попов(1940г) и многие другие известные геологи. Н.Б.Вассоевич проанализировал весь имеющийся материал и уточнил многозначную терминологию ,т.к. понятия слой, пласт, горизонт многие авторы трактовали по-своему , предложив, следуя за Н.А.Головкинским , назвать петрографически однородные части разновозрастных слоев петрографическими горизонтами. Пласт предлагалось оставить термином свободного пользования, а слоем именовать разновозрастные пластообразные осадочные образования. Он определил, что для петрографического горизонта не обязательны резкие границы и пластообразная форма. Слоистость и смена фаций , по его мнению, могла иметь два типа: миграционный и мутационный (после резкой смены условий осадконакопления). Иными словами, имеет место два типа развития : эволюционный (медленных изменений) и революционный (быстрых изменений). Введение терминологии , предложенной Н.Б.Вассоевичем , для неокома Западной Сибири является крайне полезным и поможет разобраться в сложных вопросах корреляции пластов, образованных при движении береговой линии.

Исходя из всех вышеперечисленных положений составлена принципиальная схема взаимоотношений палеофациальных обстановок юрско-меловых отложений Центральной части Западной Сибири на примере территории Ноябрьского региона.

Формирование юрских и меловых отложений

Особое внимание к условиям формирования юрских и меловых отложений связано с тем, что в них содержатся 100% открытых промышленных залежей нефти изучаемого региона.

В раннеюрское время на части территории устанавливаются морские условия осадконакопления. Западная Сибирь перешла к платформенному этапу развития. Накапливаются отложения горской и котухинской свит. Максимальные мощности их приурочены к впадинам. В средне-позднеюрское время из - за активизации тектонических процессов территория испытывает некоторый подъем и устанавливаются условия континентального осадконакопления. Отложения тюменской свиты , накапливающиеся в это время , связаны, в основном , с озерными ,

дельтовыми, болотными, речными отложениями. На большей части территории располагались обширные лагуны и марши, прорезаемые многочисленными дельтовыми протоками. Временами сюда вторгалось море или наступали периоды выравнивания рельефа и заболачивания местности и накопления прослоев торфа. Триасовые рифты и другие структурно-формационные зоны фундамента в силу конседиментационных унаследованных движений оказывали существенное влияние на распределение фаций и изменение мощности юрских отложений.

В ранне-среднеюрское время движение блоков фундамента и развитие рифтов на фоне общего шавного погружения территории определяли расположение палеогеографических и палеофациальных обстановок. В келловейское время на всей территории региона господствовало мелководное море в котором откладывались глинистые отложения абалакской и нижневасюганской свит. В оксфордское время отмечается регрессия моря с юго-востока, которая распространялась до районов Умсейского и Сутмутского месторождений. В этих районах развиты песчаные пласты верхней части васюганской свиты. К началу волжского времени вся территория региона претерпела значительное опускание и образовался обширный глубоководный бассейн с максимальными глубинами до 800 метров. В неокомское время начинается новый этап развития региона, связанный с быстрым заполнением образованного глубоководного прогиба. На изучаемой территории способ осадков шел с востока и юго-востока, что устанавливается по региональным и локальным временным сейсмическим разрезам. Формирование неокомского разреза связано с движением фациальных зон. Практически на всех разрезах скважин Ноябрьского региона выделяются литолого-фациальные зоны баженовской свиты, ачимовских песчаников, ачимовских глин, комплекса первых склоновых пластов ("первых шельфовых пластов", по А.Л.Наумову) и шельфовые песчано-глинистые пачки. Такая последовательность смены в вертикальном разрезе глубоководноморских, склоновых и шельфовых отложений говорит о последовательном движении в горизонтальном направлении этих обстановок осадконакопления по мере заполнения бассейна. Важным следствием этого является объяснение перекрытия комплекса первых склоновых пластов песчаника (БВ8, БС-12, БС11, БС-10, БС9 и др.), тонкослоистыми глинами не как результата циклических трансгрессий и регрессий, а как результата перекрытия комплекса склоновых отложений комплексом глинистых щород средней части шельфа. Восточный борт неокомского бассейна имел следующие крупные фациальные зоны по направлению от береговой линии к глубоководной части:

1. Внутренний шельф, где аккумулировались прибрежно-морские песчано-глинистые отложения (зоны пляжей, баров, лагун, подводных конусов выпуска рек и т.д.). Ширина зоны оценивается от 5 до 10 км.

2. Средний шельф, куда выносился в основном тонкозернистый материал. Это область развития преимущественно глинистых пород. Однако в отдельных районах эти отложения разрезаются русловыми или дельтовыми системами переносившими грубозернистый материал в отдаленные от берега зоны. Ширина среднего шельфа может достигать 30-50 километров.

3. Внешняя зона шельфа, ширина которой превышает 100 километров. Осадконакопление происходило здесь лишь в отдельных депрессионных впадинах и в районах активного привноса осадочного материала (копуса выноса). На большей части территории этой зоны поступившие осадки перераспределялись течениями и доставлялись на бровку шельфа и в локальные депрессионные зоны. Аналогичная картина наблюдается на современных атлантических окраинах, где до 70% площади шельфа занимают реликтовые отложения (Дж.П.Кеннет, 1987).

Таким образом, после отложения песчаного тела в верхней части склона (за бровкой шельфа) существовал некоторый перерыв в накоплении осадков. Позднее, когда при регрессии моря к этому району приблизились зоны среднего шельфа, на песчаник отложились тонкозернистые отложения средней части шельфа.

Отдельные случаи, связанные с изменением толщины или фациального состава склоновых отложений, обусловлены с локальными тектоническими движениями или особенностями цалеорельефа в момент осадконакопления, следствием которых стало перераспределение осадочного материала. На примере Вынгапурского, Карамовского, Умсейского месторождений объяснено увеличение толщины песчаников в шельфовых и склоновых отложениях на восточных крыльях существовавших в неокоме поднятий. Наибольший интерес в нефтепоисковом отношении вызывают комплексы первых склоновых пластов, образованных на внешнем перегибе шельфа, и комплексы шельфовых пластов, где сосредоточена большая часть выявленных запасов УВ. Комплекс "первых склоновых пластов" является первым резервуаром над 300-500 метровой пачкой ачимовских склоновых глин. К востоку от Муравленковского, Суторминского, Холмогорского месторождений этот комплекс хорошо выражен в песчаных фациях и распространен практически повсеместно в виде сливающихся в единое целое клиноформных тел. Шельфовые отложения варговской свиты и ее аналогов также являются результатом движения в пространстве и времени различных фациальных обстановок.

В аптское время, когда происходила компенсация остаточной морской впадины в Фроловском районе (50-70 км западнее Хулымского вала), начинается новый трансгрессивный цикл. Все шельфовые обстановки осадконакопления перекрываются трансгрессивной преимущественно глинистой толщей алымской свиты. Однако трансгрессия не распространялась на районы восточнее Вынгапур -

Вынгахинского вала. Здесь продолжали существовать континентальные условия осадконакопления. В позднеантское время происходит региональная регрессия моря и на всей территории региона устанавливается режим континентального осадконакопления. В центральных и восточных районах такой режим сохранялся вплоть до сеномана и привел к образованию мощной песчано-глинистой угленосной толщи. В западных районах (западнее меридиана Насельской площади) в альбское время происходила локальная трансгрессия с запада, где сохранялся остаточный морской бассейн. Отложения морского генезиса ханты-мансиjsкой свиты выделяются на Хулымских, Ямшинской, Мелисской и некоторых других площадях. Но в сеномане море отступает и породы хантымансиjsкой свиты перекрываются континентальными отложениями викуловской свиты.

В туронское время начался новый этап развития региона связанный с установлением морского режима накопления осадков на всей изучаемой территории. Трансгрессия была такая же быстрая и масштабная как и позднеюрская. Из-за катастрофичности этого события мы не видим в разрезе переходной зоны петрографических горизонтов прибрежно морской и шельфовых фаций. На всей территории континентальные отложения викуловской и покурской свиты перекрываются глинами кузнецковской свиты, образуя хорошо выраженную региональную покрышку, способную служить хорошим репером. Морские условия осадконакопления существовали на всей территории на протяжении длительного времени. Только в среднеоценовое время на этой территории вновь устанавливается режим континентального осадконакопления, который продолжает существовать до настоящего времени.

Глава 3 "Нефтегазоносность"

Рассмотрение вопросов, связанных с нефтегазоносностью изучаемой территории, базируется на теории органического происхождения нефти и газа. Применение осадочно-миграционной теории образования нефти и газа позволяет вывести закономерности размещения месторождений, определить перспективность работ на той или иной территории.

Район исследований располагается в переходной зоне между нефтеносными областями Широтного Приобья и газоносными областями севера Западной Сибири. В Ноябрьском регионе, расположенном на соединении Средне-Обской, Фроловской, Надым-Пуровской и Пур-Тазовской нефтегазопосных областей встречаются месторождения с характерными чертами каждой из них.

На востоке района исследований открыты месторождения, где большая часть запасов приурочена к юрским отложениям (Ярайнерское, Стакановское, Ручьевское, Етыпурровское), в центральной части территории на месторождениях продуктивны юрские и меловые отложения (Вынгапурровское, Имилорское, Умсейское и др.), а на западе открыты месторождения, где весь объем запасов промышленных категорий

сосредоточен в меловых отложениях (Холмогорское, Сугмутское, Карамовское).

На территории Ноябрьского региона присутствуют нефтяные месторождения (Холмогорское, Карамовское, Спорышевское и др.) , газо-нефтяные (Муравленковское, Вынгапуровское, Вынгаяхинское) и газоконденсатные месторождения (Пайсятинское).

Открыты многошлестовые месторождения (Вынгапуровское, Спорышевское, Суторминское и др.), насчитывающие до 14 продуктивных пластов один над другим, и месторождения, где запасы сосредоточены лишь в одном песчаном пласте (Сугмутское, Северо-Карамовское, Восточно-Вынгаяхинское и др.). Отмечается, что количество продуктивных пластов не влияет на величину запасов месторождения.

В пределах изучаемого района открыты структурные залежи (Пограличное месторождение , пласт БС12, Муравленковское месторождение, пласт БС-11 и др.) и структурно-литологические (Карамовское, пласти БС10 и БС11, Сугмутское , пласт БС9-2 и др.). Последние можно разделить на два подтипа: расположенные на куполе поднятия или вблизи него (Карамовское, Холмогорское, Вынгаяхинское) и расположенные на склонах структур (Романовское, Сугмутское, Имилорское).

Нефтепроявления в разрезе Ноябрьского региона встречаются практически по всей территории в широком стратиграфическом и глубинном диапазоне . Самым глубоким (и древним) горизонтом, из которого был получен приток нефти, является пласт Ю-12 (Котухтицкая свита, J2-1) Западно - Новогодней площади , где в скв.210 из интервала 3956 - 3960 м получен приток нефти . Верхняя граница нефтеносности установлена на западе по пласту АС-9 (а.о.2160 - 2170 м) на Верхп-Надымском и Восточно-Перевальном месторождениях , по пласту ПК16 (а.о.1870 - 1900 м) на Ноябрьском поднятии и по пласту АП-3 (а.о.2019 - 2025 м) Холмистого месторождения на востоке.

Газовые залежи приурочены к кровле покурской и уватской свит (К2 сеноман) и открыты на Восточно - Перевальном, Муравленковском, Вынгапуровском, Еты-Пуровском и Новогоднем месторождениях.

Газоконденсатные залежи установлены в пласте Ю-1 Новогоднего месторождения , а также в неокомских пластах Умсейского и Пайсятинского месторождений.

На 1.01.95 года на территории региона открыто 50 месторождений. Из них 15 находятся в промышленной разработке . По богатству разведанных ресурсов безусловным лидером являются неокомские отложения. В них содержится более 1 млрд.т разведанных запасов промышленных категорий, что составляет 85% от всех запасов региона. На васюганскую свиту приходится 9,5% , на ачимовские отложения 5%, на отложения тюменской свиты - 0.4% и на баженовскую свиту 0,1% разведанных запасов региона. В нижнеюрских отложениях промышленных

запасов нефти пока не обнаружено. В настоящее время в разработке находятся только неокомские залежи нефти и сеноманские залежи газа. Анализируя их распределение по величине запасов, следует отметить, что 78% запасов сосредоточено в 7 самых крупных месторождениях (14% от общего числа месторождений).

Месторождения нефти и газа.

Спорышевское месторождение

Спорышевское нефтяное месторождение открыто в 1994 году и находится в Пуровском районе Ямalo-Ненецкого автономного округа в 10 км к северо-западу от г.Ноябрьска. Во вскрытой части разреза Спорышевского месторождения промышленные залежи нефти установлены в пластах БС11, БС10-1, БС10, БС8, БС6, АС12, АС7, АС6, АС4, ПК20, ПК19, ПК16. Залежи шлаковые, сводовые и литологически (возможно тектонически) экранированные, приуроченные к песчаным отложениям мегионской и покурской свит. Большинство залежей имеют сложное геологическое строение и при детальном рассмотрении распадаются на несколько гидродинамически несвязанных между собой объектов с разными ВНК. Однако из-за отсутствия качественных сейсмических работ и современных гидродинамических исследований на сегодняшний день нет непротиворечивых геологических моделей и существует несколько вариантов объяснения строения залежей:

- многокупольная поверхность пластов с размерами куполов до 1 км в диаметре, которые не определены по данным бурения,
- литологическое экранирование,
- экранирование разрывным нарушением .

О отличительными чертами месторождения являются: широкий стратиграфический диапазон нефтеносности, приуроченность к своду одной из самых высокоамплитудных структур региона, промыщенная нефтегазоносность пластов покурской свиты, отсутствие залежей в первом склоновом пласте при наличии 12 вышележащих нефтяных пластов, высокие дебиты скважин (до 50 -100 куб.м/сут) по большей части пластов.

Средне-Итурское месторождение.

Расположено в центральной части Ноябрьского района в пределах южных окраин Сургутского свода. Отличительными чертами месторождения являются :

- нефтеносность 8 пластов с БС-12 по БС-6,
- сложное строение основного нефтеносного пласта БС-12 , связанного с клиноформным строением коллектора, наличием разрывных нарушений, мелкокупольной структуре кровли пласта.
- линзовидное строение пласта БС-9 шельфового генезиса.

Холмогорское месторождение

Расположено на юге центральной части региона и является одним из крупнейших месторождений изучаемой территории. Промыщенное значение имеют два пласта БС-11 и БС-10, первый из которых имеет клиноформное строение. Залежи шлаковые, структурно-литологические, приурочены к крупному куполу . По особенностям геологического

строения месторождение похоже на месторождения Сургутского свода таких как Федоровское, Западно-Сургутское и др.

Сугмутское месторождение

Из месторождений, расположенных в западной части территории выделяется Сугмутское месторождение, открытое в конце 80-х годов. Это уникальное скопление нефти в литологически ограниченном песчаном теле - пласте БС-9-2. Залежь имеет ВНК только в северо-западном секторе, с остальных сторон коллектор запечатан глинистыми породами. Это единственное месторождение района исследований, где клиноформное строение основного продуктивного пласта признается большинством исследователей. При протяженности с юга на север около 70 км ширина залежи составляет 3-5 км.

Вынгапуровское месторождение.

На востоке изучаемой территории самым большим по запасам и сложности геологического строения является Вынгапуровское месторождение, открытое в 1968 году. Месторождение приурочено к восточному склону вытянутого в субмеридиональном направлении поднятия размерами 35 на 18 км с амплитудой 87 м. Продуктивные отложения верхней юры и мела. На месторождении открыты: газовая залежь в сеномане, четыре нефтяных залежи в меловых отложениях, одна из которых с газоконденсатной шапкой и три залежи в юрских отложениях (tüменская, васюганская и баженовская свиты). Большая часть запасов приурочена к первому склоновому пласту БВ-8, имеющему клиноформное строение.

Нефтегазоносные комплексы

В разрезе изучаемого региона снизу вверх выделяются семь региональных нефтегазоносных комплексов, характеризующихся единством условий генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. Снизу вверх это комплексы:

Нижне-среднеюрский котухтинской свиты и ее аналогов;

Среднеюрский тюменской свиты;

Верхнеюрский васюганской свиты;

Верхнеюрский баженовской свиты;

Неокомский ачимовской турбидитной толщи;

Неокомский склоновых и шельфовых пластов;

Сеноманский (газоносный);

Для каждого НГК существуют свои нефтегазоносные свиты, свои особенности генерации и аккумуляции.

Приводится характеристика всех нефтегазоносных комплексов описываются потенциальные коллектора, покрышки, известные залежи нефти и нефтепроявления. Представлены данные по широкому распространению нефтегазоносности комплексов, испытаниям скважин

свойствам флюидов, описываются коллектора и покрышки. Сравнивая физико-химические характеристики нефти основных нефтегенеральных комплексов отмечается, что только снизу вверх по разрезу от комплекса к комплексу (начиная с тюменских отложений) увеличивается содержание асфальтенов от 0.2% до 1.85%, сернистость от 0.1% до 0.58%. Кроме того, нефти каждого комплекса имеют наборы своих, свойственных только им геохимических показателей на молекулярном уровне (Петров Ал.А., ГНГ №.6, 1994 г). Все это говорит об автономности процессов онтогенеза нефти в каждом отдельно взятом комплексе.

Глава 4 "Условия формирования месторождений нефти"

Образование, миграцию и аккумуляцию УВ автор рассматривает с позиций осадочно-миграционной теории образования нефти и газа (Н.Б.Вассоевич) и учения о нефтегазоносных бассейнах (И.О.Брод).

При активном прогибании Западно-Сибирского бассейна в юрско-меловое время на его территории накопились мощные толщи осадочных пород и захороненного вместе с ними органического вещества. По мере погружения органоминеральной массы осадочного бассейна происходили процессы прогрева, преобразования минерального и органического вещества, а также дефлюидизации. В отдельных районах, где имеются потенциально нефтематеринские отложения и расположенные рядом горизонты коллекторов, на определенной стадии термобарических преобразований образуются очаги нефтегазогенерации, где происходит образование жидких и газообразных УВ. Образованные углеводородные смеси вместе с водой и газом отжимаются из материнских пород в резервуары с более мягкими гидродинамическими условиями. Образование нефти и газа есть закономерное звено в процессе дефлюидизации погружающихся осадочных толщ. Этот процесс состоит из двух основных этапов. Первый этап связан с начальным периодом погружения, когда при повышенных давлениях и температурах отжимаются содержащиеся в отложениях газы и жидкости. На втором этапе при повышении температуры и давления наряду с захороненными флюидами и газами начинают отжиматься и новообразованные в результате различных химических реакций в породах (включая преобразование ОВ) газы и жидкости, в том числе нефть и УВ газ.

Образование очагов нефтегенерации определяется тремя основными факторами:

- наличием нефтематеринской свиты (НМС),
- наличием резервуаров в непосредственной близости от НМС для отжима образованных УВ,
- формированием достаточных термобарических условий для нефтегазогенерации.

Подавляющее большинство запасов нефти изучаемого региона связано с неокомским комплексом. Поэтому условия формирования месторождений нефти рассмотрены на примере Сутгутского

месторождения, основная залежь которого приурочена к пласту БС-9-2. В результате исследований установлено:

- Залежь нефти с геологическими запасами более 200 млн.т. приурочена к крупному субмеридионально вытянутому песчаному телу, имеющему длину до 70 км при ширине 3-5 км. Этот резервуар клиноформного строения при детальном изучении материалов трехмерной сейсморазведки и эксплуатационного бурения распадается на ряд перекрывающих друг друга песчаных тел низшего ранга. Продуктивный пласт образовывался на внешнем перегибе шельфа при регрессии моря и является первым песчаным резервуаром после 300 метрового глинистого клиноформного комплекса. Пласт выклинивается на востоке и замещается глинами на западе. Литологическая ловушка расположена на склоне древнего Романовского поднятия и существует начиная с мелового времени.

- Нефтегенерирующими породами для скопления нефти в пласте БС9-2 послужили глинистые породы клиноформного комплекса, непосредственно подстилающие пласт, находящиеся на стадии катагенеза МК1 и имеющими содержание Согр 1-2%.

- Нефтегенерация в ачимовских отложениях началась в конце раннолигоценового времени, когда отложения имели максимальную температуру. В настоящее время, когда тепловой поток уменьшился и пластовые температуры составляют 85-95 градусов, процесс генерации продолжается. Масштабы этого процесса значительно меньше, чем в олигоцене, т.к. большая часть углеводородов, способных образоваться в этих термобарических условиях, уже было сгенерировано.

- Установлена зональность в распределении геохимических характеристик нефтей в различных частях залежи, связанная с этапностью заполнения ловушки. В наиболее приподнятых частях залежи находятся наиболее тяжелые (средняя плотность 0.88), высокосернистые (около 1%) нефти с высоким содержанием асфальтенов (около 4%). $K_i = iC19 + iC20 / nC17 + nC18$ для этой зоны составляет порядка 1,00. В краевых частях залежи средняя плотность нефти снижается до 0.86, сернистость до 0.7%, содержание асфальтенов до 1%, K_i до 0.6-0.7. Это позволяет говорить о том что в наиболее приподнятой части ловушки собралась нефть, образованная на ранних стадиях генерации. Собираясь в коллектор эти углеводороды выносили с собой серу, отдельные составляющие ОВ пород, через которые шел миграционный поток. По мере входления НМП в главную зону нефтеобразования новые порции нефти имели уже отличный характер. Отчетливо выраженная зональность нефтей в залежи говорит о том, что залежь довольно молодая и нефти еще не успели смешаться между собой. Обширные водонефтяные зоны с низкой нефтенасыщенностью (40-65%) и незаполненность ловушки до замка также говорят о продолжающемся в настоящее время процессе заполнения ловушек. Чистякова Н.Ф., Рудкевич М.Я. (1993)

изучавшие химические характеристики контурных вод месторождений Западно-Сибирского бассейна также пришли к выводу о сравнительно недавнем и возможно современном формировании залежей нефти в неокомских отложениях Западной Сибири.

Долгое время считалось, что неокомский комплекс является лишь аккумулирующим нефть, а шатающими или генерирующими служат юрские битуминозные отложения баженовской свиты или нижележащие отложения. Против этих предположений существуют следующие аргументы:

- значительные различия в физико-химических характеристиках нефтей различных комплексов, включая генетические особенности на молекулярном уровне, которые не могут быть объяснены миграционными изменениями;

- разделение юрских и неокомского песчаных комплексов 200 - 500 метровой толщей ачимовских глин, препятствующих перетокам и миграции;

- отсутствие следов миграции через ачимовскую толщу. При миграции миллиардов тонн нефти не могло не остаться следов такого гигантского перемещения вещества через плохо проницаемую толщу.

Таким образом, единственной толщей, которую можно рассматривать в качестве нефтематеринской для нефтей неокомского комплекса шельфовых и склоновых пластов, являются ачимовские глинистые отложения (клиноформный комплекс).

М.Я.Рудкевич, Л.С.Озеранская, Н.Ф.Чистякова и др.(1988г) также пришли к выводу о том, что глинистые и алеврито-глинистые образования неокомско клиноформного комплекса играли роль нефтематеринской свиты, поставлявшей УВ в проплаченные горизонты главной нефтегазоносной песчано-глинистой формации. В вышедшей ими книге "Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна" делается вывод о высоком генерационном потенциале ачимовской глинистой формации, судить о котором можно по содержаниям Сорб и хлороформенного битума, достигающим 1-2% и 0,03 - 0,05% соответственно. Степень метаморфизма ОВ пород неокома Мансийской и Средне-Обской НГО отвечает длинношламенной стадии, в северных районах она соответствует переходной от длиннопламенной к газовой стадии.

Перспективы нефтегазоносности Ноябрьского региона.

В региональном плане всю изучаемую территорию можно разделить на три зоны.

Первая зона, включает в себя крайние восточные районы (восточнее Етышур-Ярайнерской зоны). Основная нефтематеринская толща - ачимовские глины - имеет здесь сокращенную мощность 100 -150 метров, содержит значительно больше песчаного материала по сравнению с двумя другими частями и ее кровельная часть располагается на глубинах 2400 -2600 и имеет современные пластовые температуры 60-75 градусов.

Непосредственно над этой толщей располагаются многочисленные песчаные пласти с хорошими емкостно-фильтрационными свойствами. Эта зона имеет невысокую продуктивность в связи с низкой степенью прогретости и преобразованности ОВ. Отсутствие крупных рифтовых систем в фундаменте и значительных погружений НМС привело к пониженным палео - и современным температурам. Исходя из всего вышеперечисленного можно сделать вывод о том, что потенциально нефтематеринские отложения в разрезе неокома присутствуют, есть резервуары для УВ, но из-за низкой прогретости очаги нефтегенерации здесь к настоящему времени еще не сформировались. Основными нефтегенерирующими свитами в этой зоне могут являться отложения баженовской, васюганской и тюменской свит, в которых ОВ находится на стадиях катагенеза МК1 и выше, а также имеются резервуары для нефти и газа. Подтверждает этот вывод и фактическое распределение открытых залежей УВ. Подавляющее большинство открытых запасов приурочено здесь к коллекторам васюганской и тюменской свит.

Вторая зона простирается от Етышур - Ярайшерской зоны на востоке до Пайсятских и Пыкутинских структур на западе. Для нее характерно наличие очагов нефтегенерации в тюменской, васюганской, баженовской свитах и неокомской части разреза. Основной нефтегенерирующей толщей для неокомских резервуаров в этой зоне является ачимовская глинистая толща, мощность которой составляет 150-300 метров. Степень катагенетического преобразования ОВ в кровельной части этой толщи достигает МК1 при современных температурах 70 - 85 градусов. Максимальные палеотемпературы этих отложений в неогеновое время практически повсеместно достигали 100 градусов (А.Р.Курчиков, Б.П.Ставицкий, 1989г.). В фундаменте рассматриваемой зоны проходит серия субмеридиональных грабенов, таких как Уренгой-Колтогорский, Ярсомовский и оперяющие их системы. Это способствовало повышению теплового потока и образованию серии параллельных прогибов и валов. Таким образом, генерация углеводородов началась с неогенового времени. Благоприятным фактором для ускорения нефтегенерации является быстрый отток образованных флюидов и газов в вышележащий коллектор благодаря своеобразному клиноформному строению этих отложений. Песчаный коллектор в этом случае имеет форму кометы в "голове" которой находятся песчаники с хорошими коллекторскими свойствами, а отдельные "хвосты" песчано-алевролитистого материала проникают под наклоном в глинистую толщу на глубину до 100 метров от кровли резервуара. Т.к. первичная миграция возможна на очень небольших расстояниях, составляющих до 10 метров от коллектора (А.Перрадон, 1985), разветвленные песчаные хвосты неокомских клиноформ позволяют собирать образованные флюиды с большой территории и вовлекать в процесс генерации гигантские объемы нефтематеринских пород. Поэтому даже при невысоком уровне катагенеза и сравнительно

непродолжительном времени генерации УВ мы имеем в этом районе значительные запасы углеводородов.

Кроме неокомского комплекса очаги нефтегазогенерации имеются также в баженовских, васюганских и тюменских отложениях, ОВ которых находится на стадиях катагенеза МК1 - МК3. Из-за отсутствия достаточного количества коллекторов в породах баженовской свиты, даже при отличных характеристиках нефтематеринского потенциала и степени преобразованности ОВ, на всей территории региона в породах этого комплекса открыта лишь одна небольшая промышленная залежь нефти на Вынгаяхском месторождении. Мелководно - морские отложения вассюганской свиты и континентальные отложения тюменской свиты также производили и производят углеводороды . В настоящее время открыто более десятка промышленных залежей нефти в этих отложениях рассматриваемой зоны. Залежи нефти в отложениях вассюганской свиты развиты только в центральной и восточной частях региона, потому что только в этих районах в верхнеюрском комплексе присутствуют горизонты коллекторов. Тюменские отложения продуктивны по всей территории и перспективны на открытие газовых залежей. В центральной, хорошо изученной бурением части территории открыты лишь небольшие залежи нефти и газа. Отсутствие крупных месторождений газа объясняется высокой степенью дислоцированности этих пород и разрушением большинства ранее сформированных скоплений углеводородов. В районах активного проявления разломной тектоники на Умсейском, Етышурском, Ярайнерском месторождениях газовый фактор в неокомских отложениях достигает 600 куб.м в куб.метре нефти. Это связывается с миграцией газа из песчаников тюменской свиты. В западных слабодислоцированных районах , где среднеюрские резервуары перекрыты почти тысячечетовой толщей глинистых пород следует ожидать открытия крупных залежей газа. Таким образом , в пределах рассматриваемой зоны перспективными на нефть являются отложения тюменской, вассюганской, баженовской свит и неокомские отложения.

Третья, Айхеттинско - Хулымская зона располагается в западной и северо-западной частях Ноябрьского региона и связана в основном с опущенным блоком фундамента ранней консолидации. Отличительной особенностью этой зоны , примыкающей на севере к Надымской впадине и Фроловскому району на западе, является значительная обедненность коллекторами верхнеюрских и неокомских отложений. Породы вассюганской свиты замещаются в этом районе на глинистую толщу абалакской свиты . Выше по разрезу лежат уплотненные кремнисто-глинистые отложения баженовской свиты, которые перекрываются почти 500 метровой толщей глин ачимовских глин. Большую часть Айхеттинско-Хулымская зоны можно отнести к малоперспективной на нефть по следующим причинам:

1.Отсутствие коллекторов в абалакской , баженовской и мегионской свитах. Гидродинамическая изолированность потенциально

нефтематеринских толщ явилась важным фактором, препятствующим образованию очагов нефтегазогенерации.

2.Фундамент этой зоны по геофизическим данным представлен блоком рапший консолидации и имеет меньшую степень прогретости по сравнению с восточными районами. Кроме того , почти тысяча метровая толща юрско-меловых глин являлась значительным термическим экраном, препятствующим прогреву неокомских потенциально нефтематеринских толщ. Современные температуры низов неокома достаточно высоки и достигают 90 градусов. Однако , районы центральной зоны, благодаря тектонической активности блоков фундамента, прогревались значительно раньше и имели более высокие максимальные температуры.

Исключением является только зона Хульымского грабена, где наблюдаются повышенные современные температуры. Кроме того, образование инверсионной структуры в этом районе в неокомское время привело к аккумуляции здесь песчаного материала. В настоящее время Средне- и Южно-Хульымские месторождения являются единственными скоплениями углеводородов в Айхеттинско-Хульымской зоне. Далее на запад на этой широте больше не встречается ни одного нефтяного месторождения вплоть до Уральских гор. Перспективы верхнеюрско-нижнемеловых отложений этой зоны значительно меньше , чем в восточной и центральной зонах , и могут быть связаны лишь с отдельными участками неокомского разреза. В то же время западная зона может содержать большие запасы газа в континентальных отложениях тюменской свиты. Для этого есть все необходимые предпосылки:

- развитие мощной континентальной угленосной толщи на стадии катагенеза МК3, при современных температурах превышающих 100 градусов;
- наличие песчаных резервуаров;
- наличие мощной перекрывающей глинистой толщи верхнеюрско - неокомских отложений и отсутствие на большей части территории проявлений разломной тектоники.

Сравнивая перспективы неокомского комплекса трех рассмотренных зон можно констатировать , что наиболее перспективными являются отложения центральной зоны . Именно в этой зоне сосредоточено свыше 90 % всех открытых месторождений . И вместе с тем именно в этой зоне , к северу от г.Ноябрьска, имеются сотни квадратных километров неисследованных бурением земель. Это территория Алакапуринской котловины и примыкающих к ней участков. При изучении отдельных пробуренных в этом районе скважин установлено, что толщина ачимовских глин здесь составляет порядка 300 метров, и выше лежат обычные для этой зоны песчано глинистые отложения. Сравнивая мощности свит по широтным профилям через впадину можно установить , что она начала образовываться в послесеноманское время. Следовательно, во впадине есть достаточно прогретые нефтематеринские толщи ,

жимывающие к ним коллектора и мы вполне надеялись на открытие в этом районе литологически и тектонически экранированных залежей. Возможны и структурные ловушки на склонах впадины. А если учесть, что в этом районе проходит железная дорога Тюмень - Новый Уренгой, то этот район должен рассматриваться как первоочередной в плане установки сейсмических и поисковых буровых работ.

Заключение

1. В результате проведенных исследований разработана модель формирования залежей нефти в неокомском ИГК склоновых и пельтовых пластов центральной части Западной Сибири. Эта модель позволяет объяснить значительную неравномерность в распределении плотности шахов по территории и по разрезу. Около 90% выявленных запасов нефти и газа Ноябрьского региона связано с неокомскими нефтегазоносными комплексами, причем 80% из них находится в первых 100 метрах разреза над ачимовской глинистой толщей. Согласно этой модели основной нефтематеринской толщей на территории региона является ачимовская глинистая толща, отличительными чертами которой являются:

- региональное распространение и значительная мощность (150-200м),
- лавинная скорость седиментации, достигающая 80м/млн лет, способствующая активному захоронению неокисленного ОВ,
- значительное содержание РОВ (в среднем около 1-2%)
- палеотемпературы, достигающие 120-150 градусов и современные ластовые температуры кровли глинистой толщи от 60 до 100 градусов, степень катагенетического преобразования ОВ - МК1,
- клиноформное строение с песчаными пластами в кровле глинистой опции. Песчаные пласты имеют форму "кометы", хвосты которой на десятки метров проникают в глинистую толщу, создавая пути для миграции образованных углеводородов.

-Масса органического углерода в этой толще определяется по формуле $M=S(m^2)*H(m)*P(kg/m^3)*C_{org}$ (где S - площадь распространения ИМТ, H - толщина ИМП, участвующих в генерации нефти, P - плотность пород, C_{org} - содержание С орг) и составляет около 242 млрд. тонн (70.000.000.000 кв.м.*100м *2300 кг/куб.м.*0,015). Высокое значение толщины участвующих в нефтегенерации пород объясняется конусообразным строением первого склонового пласта, являющимся акопителем эмигрирующей нефти. Многочисленные "хвостовые" части пласта глубоко проникают в глинистую толщу и являются "собирающими каналами" для отжимаемых флюидов. Расстояние до ближайшего коллектора, при котором возможна миграция УВ, составляет по расчетам различных исследователей от первых метров до первых десятков метров. Благодаря специфичному строению склоновых пластов, отсутствию у них днонодной нижней границы, общая толщина глинистых пород

способных отдавать нефть возрастает до 70 - 120 м. Учитывая, что условия для формирования нефти существовали только на 2/3 всей территории и преобразовалось в нефть лишь около 3% от массы ОВ (в кн. "Геолог нефти и газа Западной Сибири", 1975 , приводятся данные о том , что тонна сапропелевого ОВ в ГЗН генерирует около 37 кг нефти) , суммарное количество нефти , образованной в пределах клиноформного комплекса, может составить около 4,5 млрд.тонн . Учитывая, ч суммарные геологические запасы открытых месторождений региона составляют около 4 млрд.т. (по всем НГК), можно сделать вывод значительном потенциале еще неоткрытых залежей в неокомских отложениях, геологические запасы нефти в которых могут составить до млрд.т.

Нефтеобразование началось в конце раннеолигоценового времени когда ачимовские породы имели максимальную температуру, повсеместно превышающую 100 град.С , и продолжается до настоящего времени. Образованная нефть вместе с попутными газами и элизионными водами отжималась вверх по восстанию клиноформы по тонким песчаным прослойям и собиралась в кровельной части шлака. На втором эта миграции идет концентрация нефти в наиболее приподнятых участках шлака в пределах ловушек. В отдельных районах, где покрышки в первом склоновым шлаком недерживают залежь или в случае развития разломной тектоники возможен переток нефти в вышележащие шельфовые шлаки.

2. В тектоническом плане, по преобладающей форме структуры осадочного чехла, толщина осадочных образований, и характеру строения дюорских комплексов весь изучаемый регион разделен на пять частей. Нефтегеологическом плане регион можно разделить на три больших части:

А. Восточные районы (к востоку от Етышур-Ярайнерской зоны).

Б. Центральная зона (включает северные окончания Сургутского свода и блок крупных валов и прогибов)

В. Западная или Айхеттинско-Хулымская зона (включает в себя южное окончание Надымской впадины, прилегающие к ней районы Верхне-Надымской и Северо-Сургутской моноклиналей, а также Хулымскую мегаседловину).

Установлено, что по площадному распространению свыше 9 запасов сосредоточено на 1/3 части территории региона. Это в основном районы центральной зоны.

Продуктивность ачимовской глинистой толщи определили важнейшие факторы: геодинамический режим отдельных блоков и наличие коллекторов вблизи нефтематеринских толщ. Низкая продуктивность неокомских НМ пород на востоке обусловлена низкой прогрессивной преобразованностью ОВ. Низкая продуктивность на западе обусловлена как отсутствием коллекторов вблизи НМ толщ, так и низкими современными и палеотемпературами отложений .

3. Наиболее перспективными направлениями работ по укреплению минерально-сырьевой базы Ноябрьского региона можно считать:

А. Построение детальных моделей эксплуатируемых месторождений и определение зон невыработанных запасов углеводородов.

Б. Поиски крупных, средних и малых залежей нефти в неокомском комплексе в пределах Апакацуринской котловины и прилегающих к ней районов. Кроме того, наиболее перспективным на нефть в первом склоновом пласте мегионской свиты является район к востоку от Ноябрьского поднятия. Следует считать весьма перспективным на обнаружение залежей нефти в ачимовских отложениях район к западу от купола Вынгапуринского поднятия.

В. Поиски малоразмерных структурных и литологических залежей спутников больших месторождений.

Г. Поиски газовых залежей в коллекторах тюменской свиты в Айхеттинско - Хулымской зоне.

Д. Поиски литологически и тектонически экранированных залежей нефти в отложениях васюганской свиты в центральных и особенно в восточных частях территории (к востоку от Вынгапур - Вынгаяхинского вала).

4. На основе изучения разрезов неокомских отложений установлено, что отложения баженовской, мегионской и вартовской свит формировались в результате заполнения волжско-неокомского и движения фациальных обстановок с востока на запад. Эта идея была высказана впервые в 70-х годах А.Л.Наумовым и развита в работах Ю.И.Карагодина, Л.Я. Трушковой, А.А.Нежданова и др. Предлагается следующее понимание строения клиноформного разреза основанное на следующих положениях:

А. Волжско-неокомский разрез имеет клиноформное строение во временном аспекте, а петрофизические горизонты в его составе, образованные при движении фациальных зон , имеют шлаштовую форму.

Б. Глины перекрывают песчаники первого склонового пласта (а также шельфовых шлаштов) не по причинам циклических трансгрессий, а по причине поступательной регрессии и налекания одних фациальных обстановок на другие. Резкие границы между песчаником и глиной в кровле первого склонового пласта объясняются наложением на компенсированный осадками склон сначала дальних зон шельфа, где осадконакопление практически отсутствует (поступивший сюда осадочный материал перераспределяется течениями и выносится на склон) , а затем глинистых обстановок осадконакопления впереди шельфа.

В. Шельфовые песчаные пласти , как и ачимовские глины являются петрографическими горизонтами, практически не имеющими первичного седиментационного наклона.

5. На примере ряда месторождений установлено, что повышенные толщины песчаников первого склонового пласта наблюдаются к востоку от купола, существовавшего в неокоме поднятия. Это объясняется эффектом задерживания песчаного материала (по типу речной плотины),

поступающего с востока. В современном структурном плане районы увеличенной толщины песчаника соответствуют малоразмерным поднятиям. Это седиментационные поднятия, связанные с меньшей уплотняемостью песчаников по отношению к глинам. Выявление палеоподнятий и сопоставление их с современными структурными планами дает надежный поисковые критерии выделения перспективных объектов.

На защиту выносятся:

1. Отложения верхнеюрского и нижнемелового возраста имеют клиноформное строение во временном аспекте и пластовое строение в литологическом плане. Смена песчаников и глин объясняется в большинстве случаев не трансгрессиями, постоянной поступательной регрессией и наложением одних обстановок осадконакопления на другие.

2. Основной нефтематеринской свитой для залежей нефти и неокомских отложений является ачимовская глинистая толща. Эти отложения имеют региональное распространение и толщины от 150 метров на востоке до 500 метров на западе. О высоком генерационном потенциале ачимовской глинистой формации, судить о котором можно по содержаниям Сорг и хлороформенного битумоида, достигающим 1,2% и 0,03 - 0,05% соответственно. Степень метаморфизма ОВ пород неокома Мансийской и Средне-Обской НГО отвечает длиннопламенной стадии, в северных районах она соответствует переходной от длиннопламенной к газовой стадии. Современные температуры ачимовских отложений составляют 80 - 95 градусов. Залежи начали формироваться с олигоценового времени, когда температура эти отложений повсеместно превышала 100 градусов.

Произведена оценка генерационного потенциала неокомского клиноформного комплекса. Количество образованной нефти из этих отложений на территории района исследований составляет около 4, млрд.т. Принципиально важным моментом при оценке генерационного потенциала отложений является определение толщины НМП, принимавших участие в генерации. Обычно толщины пород, участвующих в генерации нефти, принимались от первых метров до первых десятков метров. В данной работе впервые обоснован значительно большая толщина нефтеотдающих пород, достигающая 7 - 100 метров. Такое увеличение толщины нефтегенерирующих пород объясняется характерным строением склоновых резервуаров. Песчаные пластины имеют форму "кометы", хвосты которой на десятки метров проникают в глинистую толщу, создавая пути для эмиграции образованных углеводородов. Такое строение пласта обеспечивает значительную область сбора углеводородов, благодаря большо-

поверхности соприкосновения с НМП и вследствие этого увеличению объемов пород, участвующих генерации нефти.

3. Оценка перспектив нефтегазоносности

Комплекс тюменской свиты перспективен на газ и нефть по всей территории региона. В восточных и центральных районах возможно открытие большего числа мелких литологически и тектонически экранированных залежей. В западных районах следует ожидать открытия как небольших, так и крупных газовых месторождений.

Отложения васюганской свиты перспективны на нефть в центральных и особенно в восточных районах территории, что связано с распространением потенциальных резервуаров для нефти и газа.

Неокомские отложения перспективны на большей части территории региона за исключением крайних восточных районов (бортовая часть Западно-Сибирского бассейна, низкая степень катагенетического преобразования), и западных районов (отсутствие коллекторов вблизи глинистых толщ). Высокие перспективы на открытие крупных месторождений имеет район Апакапуринской котловины, расположенный между Суторминским и Вынгапуринским месторождениями. В других частях территории прогнозируется открытие большого числа мелких и средних залежей нефти.

Верхнемеловые отложения перспективны на нефть и газ в центральной, восточной и северной частях региона, особенно в районах крупных положительных структур и зонах проявления разломной тектоники. Одним из направлений поисков залежей может стать переинтерпретация ранее проведенных геофизических исследований скважин.

Список опубликованных работ:

Чернявских А.В. "Условия формирования верхнеюрско - нижнемеловых отложений центральной части Западной Сибири в районе Сибирских увалов" // Геология нефти и газа , №10, 1994 год, стр.13 - 16.