

Т.А. ГАЙДУКОВА
УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ
“НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ И ОБЛАСТИ РОССИИ”
2006

СОДЕРЖАНИЕ

Введение

- I. Западно – Сибирская нефтегазоносная провинция
 - I.1. Ямальская газонефтеносная область
 - I.2. Гыданская газоносная область
 - I.3. Надым-Пурская газонефтеносная область
 - I.4. Пур-Тазовская газонефтеносная область
 - I.5. Приуральская нефтегазоносная область
 - I.6. Фроловская нефтегазоносная область
 - I.6.1. Красноленинский нефтегазоносный район
 - I.7. Среднеобская нефтегазоносная область.
 - I.7.1. Нижневартовский НГР
 - I.7.2. Сургутский НГР
 - I.8. Каймысовская нефтегазоносная область
 - I.9. Васюганская нефтегазоносная область
 - I.10. Пайдугинская перспективная нефтегазоносная область
 - I.11. Усть-Енисейская газонефтеносная область
 - I.12. Карская газонефтеносная область
 - I.13. Прибортовые малоперспективные земли
- II. Нефтегазоносность Томской области.
 - II.1. Александровский НГР
 - II.2. Средневасюганский НГР
 - II.3. Усть-Тымский НГР
 - II.4. Парабельский НГР
 - II.5. Пудинский НГР
 - II.6. Казанский НГР
- III. Лено – Тунгусская нефтегазоносная провинция
 - III.1. Байкитская НГО,
 - III.2. Катангская НГО
 - III.3. Непско-Ботуобинская НГО,
 - III.4. Ангаро-Ленская НГО
- IV. Лено –Вилюйская нефтегазоносная провинция
 - IV.1. Вилюйская ГО (или Хапчагайская ГНО)
 - IV.2. Предверхоаянская ГНО
- V. Енисейско – Анабарская газонефтеносная провинция.
 - V.1. Лено-Анабарская НГО,
 - V.2. Енисейско-Хатангская ГО,
 - V.3. Анабарско-Хатангская перспективная ГНО
- VI Охотоморская (Дальневосточная) нефтегазоносная провинция
 - VI.1. Северо-Сахалинская НГО
 - VI.2. Охотско-Камчатская НГО.
- VII. Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция
 - VII.1. Тиманская НГО

- VII.2. Ижма-Печорская НГО
- VII.3. Печоро – Кожвинская НГО
- VII.4. Колвинская НГО
- VII.5. Денисовская НГО
- VII.6. Хорейверская НГО
- VII.7. Варандей – Адзьвинская НГО
- VIII. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция (ВУНГП)
 - VIII.1. Татарская НГО
 - VIII.2. Прикамская НГО
 - VIII.3. Верхнекамская НГО
 - VIII.4. Пермско-Башкирская НГО
 - VIII.5. Мелекесско-Абдулинская НГО
 - VIII.6. Уфимская НГО
 - VIII.7. Оренбургская НГО (Соль-Илецкая НГО)
 - VIII.8. Жигулевско-Пугачевская НГО
 - VIII.9. Бузулукская НГО
 - VIII.10. Нижневолжская НГО
- IX. Прикаспийская нефтегазоносная провинция
 - IX.1. Прикаспийская НГО
 - IX.2. Енбекско-Жаркамышская НГО
 - IX.3. Волгоградско-Карачаганакская ГНО
 - IX.4. Астраханско-Калмыцкая ГНО
 - IX.5. Южно-Эмбинское НГО
- X. Нефтегазоносность акваторий и морей России и мира
 - X.1. Баренцевоморская нефтегазоносная провинция
 - X.2. Северо-Карская перспективная НГП
 - X.3. Лаптевская перспективная НГП
 - X.4. Восточно-Арктическая перспективная НГП
 - X.5. Южно-Чукотская перспективная НГП
 - X.6. Усть-Индибирская перспективная НГП
 - X.7. Притихоокеанская перспективная НГП

Заключение

Список литературы

Введение

Дисциплина «Нефтегазоносные провинции России» не только обобщает знания, полученные при изучении дисциплин: «Литология», «Структурная геология», «Геотектоника», «Полевая геофизика», «Гидрогеология», «Бурение скважин»,

«Физика пласта», но и даёт новые знания, которые позволят студенту, после изучения дисциплины, иметь представление о закономерностях размещения месторождений нефти и газа на территории России. Также получают новые знания об особенностях геологического строения месторождений, о характере насыщающих их флюидов, приобретут навыки исследовательской работы для выполнения выпускной квалификационной работы.

Дисциплина «Нефтегазоносные провинции России», включена в учебный план Томского политехнического института кафедры горючих ископаемых в 1953 году. Тогда этот предмет назывался «Геология нефтяных и газовых месторождений». Первым на кафедре начинал читать этот курс профессор И.В. Лебедев. Затем этот предмет стал называться «Нефтегазоносные провинции СССР и зарубежных стран». С 1966 по 1997 год этот предмет вёл старший преподаватель Гуляев Сергей Николаевич. (Лекции 72 часа и практические занятия 40 часов).

Краткое содержание. Предмет дисциплины «Нефтегазоносные провинции России», назначение курса, цели, задачи, связь ее с другими геологическими науками. Принцип нефтегазогеологического районирования на провинции и области.

Принципы нефтегазогеологического районирования провинций платформенного, переходного и складчатого типов; общие сведения о провинциях: границы, административное положение, роль в добыче нефти и газа, современная степень геолого-геофизической изученности; геологическое строение: общая характеристика, стратиграфический разрез нефтегазоносных формаций; основные тектонические элементы фундамента и осадочного чехла; структурное соотношение фундамента и различных структурно-стратиграфических комплексов осадочного чехла; основные типы локальных структур; нефтегазоносность: краткая история открытия и освоения провинций; нефтегазогеологическое районирование с выделением основных типов нефтегазоносных областей, районов и зон нефтегазонакопления; региональные нефтегазонакопления; региональные нефтегазоносные комплексы и продуктивные горизонты, их краткая характеристика; особенности физико-химического состава нефтей, газов и конденсатов; типы зон нефтегазонакопления, местоскоплений и залежей; особенности геологического строения и условия нефтегазоносности типичных и наиболее крупных зон нефтегазонакопления и местоскоплений; перспективы нефтегазоносности и направления поисково-разведочных работ, их социально-экономическое значение.

Особенности использования других негеологических наук при поиске и разведке нефти и газа. Вклад отечественных геологов при поиске и разведке месторождений нефти и газа. Список необходимой для изучения курса литературы. (см. приложение 1).

Дисциплина НГП включена в новые учебные планы в 1965 году и утверждена Министерством высшего и среднего специального образования для нефтяных вузов. Этот курс читается в седьмом семестре и имеет в виду знание студентами дисциплин: «Общая геология», «Основы геологии нефти и газа», «Региональная геология», «Основы геотектоники». Продолжительное время в нефтяных вузах страны читался описательный курс «Геология нефтяных и газовых месторождений»

В 1975 г. в новые учебные планы, утвержденные Министерством высшего и среднего специального образования для нефтяных вузов, вошел курс «Нефтегазоносные провинции и области СССР». В 1966 г. Н. Ю. Успенской и З. А. Табасаранским было написано первое учебное пособие по этому курсу - «Нефтегазоносные провинции СССР». В 1969г. вышел в свет учебник «Нефтегазоносные провинции и области СССР» под редакцией А. А. Бакирова и Т. Е. Рябухина для студентов геологических и геофизических специальностей

нефтяных вузов и специальных факультетов. С тех пор прошло несколько десятков лет. За это время появился обширный материал, что требовало новой систематизации, дополнение материалами учебников и их переиздание. При этом были учтены опубликованные рецензии Ю. А. Косыгина, А. А. Трофимука, И. И. Нестерова и Г. Петца (в немецкой печати) на вышедший в 1969 г. учебник, а также новые данные: содержащиеся в учебнике.

История развития поисково-разведочных работ на нефть и газ в России складывается из трёх периодов.

Первый период начинается с 1901г., когда Россия по добыче нефти вышла на первое место в мире. Из 25 известных местоскоплений было добыто 1,5 млн. тонн, что составило более половины мировой добычи (10,98 млн.т. было добыто в Азербайджане.)

В последующие годы добыча нефти несколько снизилась: до 8,7 млн. т в 1907 Г., до 9,3 млн. т в 1913 г. и до 8,8 млн. т в 1911 г. В 1913 г. из 9,3 млн т 8 млн.т. приходилось на Бакинские нефтепромыслы, а 1,3млн. т - на Грозненский и Майкопский районы Северного Кавказа.

Потребление нефти и газа в мире за последнее десятилетие увеличилось соответственно на 4,1% и 9, 2%. В США возросло потребление нефти на 14,1% и газа на 39,5%.

Еще в прошлом веке известные ученые В. Абих, Г.П. Михайловский, Г. Д. Романовский установили связь местоскоплений нефти и газа с антиклинальными складками и системами разломов. Г. П. Михайловский и Н. И. Андрусов высказали взгляды на происхождение нефти на Кавказе, близкие к современным. Великий русский химик Д. И. Менделеев много сделал для развития отечественной нефтяной промышленности и обосновал понятие о коллекторах. Второй период характеризуется деятельностью талантливого исследователя, организатора и создателя нефтяной геологической науки и специального нефтяного образования в СССР И. М. Губкина. И. М. Губкин (1871-1939) начал свою деятельность в качестве геолога на Северном Кавказе в начале XX-го столетия, на заре развития нефтяной промышленности.

Ученому принадлежит честь открытия и объяснения образования рукавообразной залежи в Майкопском районе '(1909-1910 гг.), что имело принципиальное значение для изучения подобных литологических залежей. Впоследствии в Предкавказье И. М. Губкиным и его учениками была изучена разновидность подобных залежей, получивших название зональных и заливообразных.

И. М. Губкин разработал цельное учение о происхождении нефти и газа и образовании их скоплений. По проблеме происхождения нефти и газа в течение длительного времени во всем мире шла борьба 'взглядов представителей теории органического происхождения нефти и гипотезы неорганического ее образования. В Советском Союзе наиболее полно была разработана теория органического происхождения нефти (И. М. Губкин, А. А. Бакиров, И. О. Брод, М. И. Варенцов, Н. Б. Вассоевич, В. В. Вебер, А. Я. Кремс, В. А. Соколов, А. А. Трофимук-и др.).

В результате исследований советских и зарубежных учёных получены новые данные подтверждающие справедливость теории органического происхождения нефти , созданной И.М. Губкиным.

Учение И.М. Губкина, на котором основана сейчас практика нефтепоисковых работ, получило в дальнейшем развитие в работах его учеников и последователей.

Исходя из теоретических представлений о залегании нефти и газа в земной коре, И.М. Губкин обосновал направления геологоразведочных работ на нефть и газ в новых нефтегазоносных провинциях на территории между Волгой и Уралом, в Западной Сибири и Восточной Сибири, в Средней Азии и т.д.

Для второго периода в истории региональной геологии большое значение имели работы учёных современников И.М. Губкина. Н. С. Шатский (1895-1960) выполнил ряд монографических исследований по тектонике европейской части страны и Сибири, где значительное место было уделено нефтегазоносности. Ему принадлежит идея о связи диабазов в Днепровско-Донецкой впадине не с вулканами, а с кепроками соляных куполов, что послужило стимулом для начала здесь нефтепоисковых работ.

Большое значение имели работы геологов-нефтяников И.О. Брода (1902-1962), М. И. Варенцова (1902-1977), Д. В. Голубятникова (1860-1933), А. Я. Кремса (1899-1974), М, Ф. Мирчинка. (1901-1976).

Третий период развития нефтегазовой геологии начался в послевоенные годы. Он характеризуется быстрым ростом кадров и созданием больших коллективов специалистов геологов нефтяников в союзных и автономных республиках; дальнейшим теоретическим развитием идейного наследия И. М. Губкина.

Характерные черты третьего периода определяются научно -технической революцией и выражаются в широком развитии геофизических геохимических, дистанционных и других. методов, в расширении теоретических исследований. и в публикации фундаментальных монографий.

В настоящее время в региональной, нефтегазовой геологии приобрела большое значение проблема нефтегеологического районирования, в связи с прогнозированием нефтегазоносности недр и проблемы критериев (для поисков крупных скоплений нефти и газа в земной коре).

Принципам выделения и классификации нефтегазоносных территорий посвящали свои исследования многие учёные: А.А. Бакиров, И.О. Брод, М.И. Варенцов, Н. Б. Вассоевич, В.Г. Васильев, И. В. Высоцкий, Г. Х. Дикенштейн, Н. А. Еременко, А. Я. Кремс, С.П. Максимов, И.И. Нестеров, В.Б. Оленин, Г.Е. Рябухин, В. .В. Семенович, А. А. Трофимук, А. В. Ульянов, Г. А. Хельквист, Н. Ю. Успенская, В. Е. Хаин и др. За последнее время вышли в свет монографии и статьи, освещающие проблемные вопросы нефтегазовой геологии.

Большое значение имеет монография А. А. Бакирова «Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр» (1973 г.) о глобальных геологических закономерностях формирования и размещения зон нефтегазоаккумуляции и цикл работ того же автора по принципам нефтегеологического районирования (1967-1977 гг.). В 1977 году вышла в свет книга В.Б. Оленина «Нефтегеологическое районирование по генетическому принципу», в которой дан анализ состояния этой проблемы на начало 1976 г.

В 1998 г. вышла в свет «Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии под ред. Р.И. Вяхирева, А.И.Гриценко, Н.А. Крылова и др.

В 2003 г. в качестве нового учебника для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности «Геология нефти и газа» направления «Прикладная геология» издана книга «Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран» при Российском государственном университете нефти и газа им. И.М. Губкина (автор Л.В. Каламбаров). В учебнике изложены новые материалы по крупным месторождениям, открытых за последние годы.

Роль России в мировой системе обеспечения нефтью.

Осенью 2003 г. Россия вновь вышла на первое место в мире по суточной добыче нефти, опередив Саудовскую Аравию. Запасы Саудовской Аравии-25,4%-45 млрд.

1. Ирак-11%-20 млрд.
2. Кувейт-9,2%
3. Иран-9,1%
4. Абу Даби-9,0%
5. Венесуэлла-7,0%
6. Мексика-4,9%
7. Россия-4,8% (8 млрд.) на 25 лет хватит (раньше считалось на 17)
8. Китай-2,3%
9. Америка-2,2%

Всего: 85%. 96 стран мира добывают нефть.

Важной задачей по обеспечению энергетической безопасности в условиях России является формирование прироста разведанных запасов УВ, превышающих уровень их добычи. Эту задачу выполнить не удаётся вот уже на протяжении последних нескольких лет.

Прирост нефти и конденсата в 2003г. составил 269 млн. т., или 64% от объёма добычи. Прирост газа в 2003 г. составил 531 млрд. м³, т. е. 86% от объёма добычи.

В России открыто и разведано более 3-х тысяч месторождений. УВ сырья, причём разрабатывается только половина из них. В основном эти ресурсы расположены на суше. Более половины российской нефти и 90% газа добывается в Западной Сибири и в районах Урала. Большинство месторождений с высокой степенью выработки. В долгосрочной перспективе приоритетными регионами нефте- и газодобычи будут Восточная Сибирь и Дальний Восток. Большое значение имеет развитие таких центров как шельф Сахалина, Баренцево море, Карское, Балтийское, Каспийское моря.

Нефть представляет собой сложную природную смесь, состоящую преимущественно из жидких, газообразных и твердых углеводородов. Решение проблемы происхождения этих углеводородов осложнено их склонностью к миграции и изменениям состава и состояния.

Общепринято, что нефть образовалась из органических остатков, но имеется еще много неясностей в происходящих при этом процессах. В большей части мы имеем здесь дело с вопросами химического и физического характера, но геологические условия распространения нефти являются руководящими в критической оценке всех гипотез.

Обособленные скопления нефти встречаются редко. Обычно нефть находится среди других пород, заполняя их поры или трещины. Чаще всего нефть заполняет пористое пространство осадочных пород, что имеет большое значение при изучении ее генезиса. Нефть встречается в трещиноватых изверженных и метаморфических породах, но близость таких нефтепроявлений к площадям распространения осадочных пород свидетельствует в пользу генетической связи нефти с осадочными породами. Некоторые небольшие скопления нефтеподобных углеводородов, имеют возможно неорганическое происхождение; в отдельных случаях небольшое количество нефти могло образоваться в результате воздействия интрузий на осадочные породы. Отмечается также присутствие углеводородов в вулканических газах, однако эти сведения не являются достаточно надежными.

Вероятно, все живые организмы содержат углеводороды; нефтеподобные углеводороды, как установлено в настоящее время, широко распространены в современных морских осадках и в почвах. Однако эти комплексы углеводородов значительно отличаются от тех, которые находятся в нефтях или

экстрагируются из древних пород. Очевидно, что органическое вещество современных осадков должно было подвергнуться дальнейшей эволюции, прежде чем стать нефтью. Газообразные и жидкие углеводороды, несомненно, присутствуют в поверхностных и подземных водах. Общее количество этих углеводородов велико, но сведения об их концентрациях и физическом состоянии недостаточны.

Географическое распределение нефти

Географически нефть широко распространена по всему земному шару. Однако сочетание условий образования больших ее количеств, их аккумуляции и сохранения не везде имеет место, поэтому большие скопления нефти известны лишь на отдельных небольших участках. Нефть встречается в тех или иных количествах в породах разного возраста - от докембрия до плейстоцена включительно, на глубинах примерно до 7600 метров и при температурах до 170 градусов. В тектоническом отношении геосинклинали кажутся наиболее благоприятными для образования и аккумуляции нефти. Углекислый газ, по-видимому, является основной частью атмосфер некоторых планет солнечной системы.

Для образования больших количеств нефти необходимо как наличие соответствующих количеств исходного органического вещества нужного состава, так и условий, при которых исходный материал и образующаяся нефть могли бы сохраниться. К таким условиям относятся, по - видимому, восстановительная обстановка, отсутствие разрушающих нефть микроорганизмов, интенсивное отложение тонкозернистого осадка, а также наличие в горных породах ловушек для аккумуляции нефти.

Остатки водных растений и животных представляют собой основной исходный материал для образования нефти, хотя он может существенно пополняться наземным коллоидным органическим веществом, растворенным или находящимся в комплексе с глинистыми частицами. Промышленная нефть, очевидно, не может быть только результатом концентрации и аккумуляции соединений, образующихся в живых организмах; в ее состав должны входить вновь образованные углеводороды. Ограниченные осадочные бассейны имели благоприятные условия для образования нефти, поскольку в них была восстановительная обстановка, а отложения хемогенных пород создавали превосходную крышку

Промышленные залежи нефти известны на всех континентах земного шара, за исключением пока Антарктиды. Условия, необходимые для ее образования, были, таким образом, региональными. Нефть до настоящего времени не обнаружена в промышленных количествах в открытом океане вдали от континентальных шельфов, но пока и не было больших поисков в этом направлении. Хотя нефть в небольших количествах встречается повсеместно в осадочных породах, промышленные скопления нефти в значительной мере локализованы. Сочетание благоприятных условий сложного процесса, крупномасштабного нефтеобразования, сохранения нефти и ее аккумуляции наблюдается географически локально (H. D. Hedberg, 1954, A. Perrodon, 1961). Но, кроме того, даже площади небольших промышленных скоплений нефти тяготеют к определенным географически ограниченными поясам. Основные среди них следующие:

1. Широтный евроазиатский пояс Тэтиса, включающий главные нефтеносные площади Кавказа - Каспия, Среднего Востока, Индонезии и Северной Африки.
2. Меридиональный пояс по обеим сторонам американских Кордильер, включающий главные нефтеносные площади Канады, Скалистых гор, Калифорнии, района Мид-Континента, Мексиканского залива, Венесуэлы, Колумбии, Перу и

Аргентины.

Другие важные районы вне этих поясов включают центральные и восточные области США, часть Европы и соседние с Уралом бассейны в СССР. Перспективен пояс в западной части Африки от Нигерии до Анголы, и, конечно, другие области могут стать такими же, если будут продолжены исследования.

Несколько отлична трактовка Уикса (L. G. Weeks, 1961), по утверждению которого нефть концентрируется вокруг («нефтяных полюсов» - Средний Восток и Мексиканский залив – Карибское море. Промышленные скопления нефти очень неравномерно распределены на поверхности Земли, почти две трети всех известных запасов сосредоточены на сравнительно небольшой территории Среднего Востока.

Генетические основы нефтегазогеологического районирования

Нефтегазогеологическое районирование недр имеет большое научное и практическое значение. От того, на каких принципах и критериях оно базируется, во многом зависит прогнозирование нефтегазоносности, выбор направлений, методики поисково-разведочных работ, перспективы освоения нефтяных и газовых ресурсов на отдельных территориях.

Сущность районирования состоит в разделении территорий (в том числе и акваторий) по геотектоническому, генетическому признакам на основные таксономические категории: пояса, мегапровинции, провинции (бассейны), субпровинции, области, районы (ареалы зон нефтегазоаккумуляций), зоны нефтегазоаккумуляции, месторождения, залежи. Определяющим является степень сходства и различия геотектонического строения, состава слагающих формаций, известные или предполагаемые закономерности пространственного размещения нефтяных и газовых месторождений, приуроченность к определенным формам залегания пород (структурам) и литологическим комплексам, современные представления о происхождении нефти и газа и формировании их скоплений. Все более заметную роль в классификации нефтегазоносных территорий играет теория литосферных ПЛИТ, на основе которой создаются геодинамические модели нефтегазообразования в литосфере.

Главными задачами нефтегазогеологического районирования являются: выявление закономерных связей размещения регионально нефтегазоносных территорий и зон нефтегазоаккумуляции с различными типами крупных геоструктурных элементов земной коры и присущими им формациями; определение закономерностей размещения ресурсов углеводородов в различных частях изучаемой территории, в том числе зон наибольших концентраций этих ресурсов; сравнительная дифференцированная качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности различных частей изучаемой территории с учетом особенностей строения и формирования ее крупных структурных элементов; выбор наиболее оптимальных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ.

По существу (генетически) нефтегазогеологическое районирование представляет собой качественный прогноз, выполняемый с различной точностью, на различных этапах изучения территорий материков или акваторий. В отечественной геологии вопросами нефтегазогеологического районирования занимались: академик И.М. Губкин, который впервые разработал базировавшиеся в основном на геотектонической основе принципы выделения регионально нефтегазоносных территорий, подразделив их на провинции, области и районы; АА Бакиров, И.О. Брод, Н.И. Буялов, М.И. Варенцов, Н.Б. Вассоевич, И.В. Высоцкий, Г.А. Габриэлянц, Г.Х. Дикенштейн, Л.П. Зоненшайн, Н.А. Еременко, Ю.А. Косыгин, К.А. Клещев, А.Я. Кремс, Н.А. Крылов, С.Л. Максимов, В.Д. Наливкин, И.И. Нестеров, В.Б. Оленин, Г.Е. Рябухин, Б.В. Семенович, Б.А. Соколов, А.А. Трофимук, А.В. Ульянов, Н.Ю. Успенская, Г.А. Хельквист, В.Е. Хаин и другие; в зарубежной: К Буш

П. Вуд, Э. Вудров, А. Леворсен, Э. Лиллей, В. Линк, И. Клемме, Ф. Норт, А. Перрадон, Т. Томпсон, Ч. Шухерт, Л. Уикс, М. Халбоути, К. Хафф и др.

При разработке принципов и категорий нефтегазогеологического районирования названные ученые и многие другие исследователи, работавшие и работающие в этой области, не смогли найти единых критериев, закономерных связей, а тем более создать (единую концепцию нефтегазогеологического районирования ни на глобальном, ни на региональном уровнях. Это затрудняет сравнительную оценку перспектив нефтегазоносности отдельных регионов России, ближнего и дальнего зарубежья и анализ пространственного размещения ресурсов УВ. Одни исследователи проводят нефтегазогеологическое районирование по принципу выделения нефтегазоносных территорий - провинций, приуроченных к различным типам крупных геоструктурных элементов, другие - по принципу выделения нефтегазоносных бассейнов, приуроченных к впадинам в современной структуре земной коры. Среди ученых, придерживающихся одного или другого принципа, во многих случаях существуют совершенно разные толкования нефтегазоносных провинций/бассейнов, нет единого мнения по каким критериям проводить районирование (по структурным, генетическим, стратиграфическим, географическим, ресурсным и т.п.). Однако направления нефтегеологического районирования не сводятся лишь к двум - исходящим из понятия нефтегазоносных провинций и нефтегазоносных бассейнов. Есть и третий подход к проблеме выделения основных категорий нефтегазо-геологического районирования, при котором понятия «бассейн» и «провинция» не противопоставляются друг другу, а находятся в определенной генетической взаимосвязи.

Преимущественное использование одного из них может определяться конкретными задачами той или иной работы. Так, выделение бассейнов имеет значение при историко-генетическом анализе условий нефтегазоносности, а выделение провинций, помимо этого, и для практических задач поисков и разведки месторождений нефти и газа. На основе выделения нефтегазоносных провинций, областей и районов составлен ряд карт, характеризующих размещение месторождений нефти и газа и перспектив нефтегазоносности СССР (1969, 1976). В 1984 году составлена тектоническая карта нефтегазоносных территорий СССР. Затем приняты карты нефтегазоносности и нефтегазогеологического районирования СССР (1988, 1990), России (1994, 1998) и др. При составлении последних большое значение придавалось суммарным ресурсам углеводородов и их удельному значению для каждой единицы районирования - провинции, области, района.

Объединение различных по геологическому строению и геологической истории крупных геотектонических элементов платформенных и складчатых областей, генетически разнородных, в единые нефтегазоносные бассейны является одним из главных недостатков принципа выделения бассейнов. Как отмечают К.А. Клещев и др., во многих случаях унаследованные поднятия разделяют собой осадочные бассейны и к ним, как правило, приурочены крупные скопления углеводородов, мигрировавших из прогибов. В этом случае границы бассейнов пришлось бы проводить по гребням поднятий, то есть по середине основных зон нефтегазоаккумуляции. По классической схеме И.О. Брода, Урало-Волжский регион как единый крупнейший элемент нефтегазогеологического районирования отсутствует, поскольку по гребням Татарского и Пермско-Башкирского сводов проходят границы выделяемого южнее Северо-Каспийского бассейна.

Последнее обстоятельство является одним из препятствий к использованию «бассейнового» принципа. В связи с этим большинство исследователей сейчас используют принцип выделения нефтегазоносных провинций, что более полно соответствует реальным возможностям геологического анализа на разных стадиях информационного обеспечения.

В опубликованной в 1990 г. работе «Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран», авторы И.В. Высоцкий и др. пишут: «...в последнее время появилась тенденция объединения бассейнов в большие естественные геолого-географические группы, получившие название «нефтегазо-геологических провинций». Кстати, нефтегазоносную провинцию рассматривали в качестве категории, характеризующей современное распределение скоплений нефти и газа в недрах, еще М.Ф. Мирчинк, Н.А. Еременко, В.А. Клубов и др. (1976). Они считают, что под нефтегазоносной провинцией следует понимать нефтегазоносный бассейн или ассоциацию смежных бассейнов в их современном выражении, геотектоническое положение и историческое развитие которых контролировались одним и тем же крупным структурным элементом земной коры». Если сопоставить понятия по всем направлениям нефтегазогеологического районирования, то одни и те же авторы в разные годы меняют определение многих таксономических категорий.

Наиболее последовательны представители двух направлений районирования – А.А. Бакиров и И.В. Высоцкий. А.А. Бакиров впервые создал и обосновал целостную нефтегазовую геологическую мегасистему и основные системообразующие ее элементы. Тем не менее, авторами (А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров и др., 1987) справедливо отмечается, что «в природе встречаются различные категории и типы скоплений нефти и газа. Что касается региональных скоплений нефти и газа, то разработке их классификации было посвящено сравнительно небольшое количество работ. Между тем для прогнозирования нефтегазоносности недр и эффективного ведения поисково-разведочных работ на нефть и газ необходимо иметь единую генетическую классификацию различных категорий, в том числе региональных скоплений нефти и газа. Необходимо иметь общепризнанные унифицированные принципы нефтегазогеологического районирования».

По-видимому, пониманием необходимости выработки такого подхода продиктовано большое внимание к вопросам регионального районирования, проявленное во втором издании учебника И.В. Высоцкого и др. (1990), где наряду с классификацией нефтегазоносных бассейнов, как обязательных элементов нефтегазогеологического районирования, по генетическому признаку, выделяются нефтегазогеологические провинции, как элемент современного структурного плана более высокого ранга, т.е. включающего в себя как правило несколько нефтегазоносных бассейнов (по существу нефтегазоносных областей).

В то же время при нефтегазогеологическом районировании до настоящего времени мало внимания уделяется вопросам глобальной тектоники и, в частности, условиям формирования надпорядковых (глобальных, региональных) элементов, контролирующих нефтегазоносность земной коры. А также появившейся тенденции создания частных или целостных геодинамических моделей нефтегазообразования в земной коре (А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров и др., 1984, 1987; В.П. Гаврилов, 1987, 1988; М.К. Калинин, 1977; Е.В. Кучерук, Е.Р. Алиева, 1983, 1991; В.Е. Хаин, К.А. Клещев, Б.А. Соколов, О.Г. Сорохтин, 1979; В.С. Шеин, 1988; А.А. Абидов, 1989, 1990; Д.В. Клейн, 1988; Г.Д. Клемме, Г.Ф. Ульмишек, 1988; К.А. Клещев, А.И. Петров, В.С. Шеин, 1995 и др.).

С позиций тектоники плит В.П. Гавриловым предложена «геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере» (Журнал «Геология нефти и газа», 1988, № 10; 1999, № 8), в которой предлагается в качестве наиболее крупных единиц нефтегазогеологического районирования недр объединять территории и акватории в пояса нефтегазоаккумуляции, в основу классификации которых положить геодинамический режим недр. Под таким поясом нефтегазоаккумуляции им понимается ассоциация близких нефтегазоносных провинций (бассейнов) или областей, в пределах которых образование и накопление нефти и газа происходило под влиянием определенного геодинамического режима недр.

Предлагается выделять пояса нефтегазонакопления - субдукционно-обдукционного, рифтогенного и депрессионного типов. В пределах поясов предлагается (вслед за И.О. Бродом) выделять области с аномально высокой концентрацией запасов - полюса нефтегазонакопления. По ориентировочной оценке В.П. Гаврилова, по масштабам генерации УВ, происходящим в этих поясах, на первое место следует поставить субдукционно-обдукционные (80 - 85%), на второе - рифтогенные (15-20%) и на третье - депрессионные (первые %). Однако, также по ориентировочной оценке автора данной работы, из 324 гигантских месторождений, выявленных на начало 1990 г., в 68 осадочных бассейнах мира большая часть связана с 45 осадочными бассейнами (66% общего количества бассейнов), которые являются рифтогенными. Многие из рифтогенных провинций (областей), такие как Калифорнийская, Маракаибская, Североморская, Прикаспийская, Западно-Сибирская, Суэцкого залива, Сирти др., отличаются не только наличием месторождений-гигантов, но и высокой концентрацией запасов УВ. Своеобразный тип внутриконтинентальных рифтогенных провинций с высокой концентрацией запасов УВ представляют провинции Сун-Ляо и Бохайвань в северном Китае («Геология нефти и газа», 1991, №2,3). По-видимому, рифтогенные пояса нефтегазонакопления (типичные и нетипичные) должны занимать более высокое место по масштабам генерации УВ, чем 15 - 20%. Можно соглашаться или не соглашаться с такой моделью нефтегазообразования, но учитывать ее при нефтегазогеологическом районировании следует.

К. А. Клещев и др. (1995) отмечают, что с позиций плитотектоники строение региона, распространение формаций, условия генерации и нефтегазонакопления контролируются проявлением той или иной геодинамической обстановки.

В этом случае нефтегазоносные регионы, пояса нефтегазонакопления, суббассейны (провинции), области и др. мы должны связывать с определенными плитотектоническими элементами, такими как континентальные палеокраины, орогенные столкновения плит и др., или же их частями. Плитотектонический принцип нефтегазогеологического районирования способствует разделению территорий по комплексу критериев - тектоническому, литологическому, палеотемпературному и др. - и поэтому является более перспективным. Однако если сопоставить схему нефтегазогеологического районирования территории бывшего СССР по АА Бакирову (1979, 1987), Г.Х. Диккенштейну (1983,1991), Э.А Бакирову, Л. В. Каламкарову (1998), КА Клещеву и др. (1995), то принципиальных различий в границах нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных территорий (провинций) нет и выделение отдельных нефтегазоносных бассейнов или областей также не вносит никаких существенных корректив в ранее опубликованные схемы и карты. Тем не менее и этот подход, как и предыдущий, следует учитывать при выработке унифицированного принципа нефтегазогеологического районирования.

На основе учения И. М. Губкина о выделении нефтегазоносных провинций, областей и районов, в настоящее время разработана единая классификация нефтегазоносных территорий, в основу которой положен тектонический принцип. Т.е. регионально нефтегазоносные территории разделяются на категории и группы по приуроченности к крупным геоструктурным элементам платформенных, складчатых и переходных территорий, сходных по геологическому строению и истории развития.

В качестве основных подразделений выделяются нефтегазоносные пояса, мегапровинции, провинции (бассейны), субпровинции, области, районы (ареалы зон нефтегазонакоплений), зоны нефтегазонакопления, месторождения, залежи.

Нефтегазоносный пояс - совокупность нефтегазоносных провинций в пределах той или иной системы складчатости, генетически связанных с ее формированием.

Мегапровинция – обширная по площади и объему осадочного выполнения территория, охватывающая целиком платформу или значительную ее часть с

прилегающими к ней перикратонными частями и краевыми прогибами, включающими несколько принципиально близких по набору формаций и возрасту основных продуктивных комплексов провинций, в отдельных случаях только одну провинцию, обладающую крупными потенциальными ресурсами углеводородов.

Нефтегазоносная провинция (НГП) - значительная по размерам и стратиграфическому объему осадочного выполнения обособленная территория, приуроченная к одной или группе смежных крупных геотектонических структур (антеклизе, синеклизе, авлакогену, впадине и т.п.), обладающих сходными чертами геологического строения и развития, общностью стратиграфического диапазона нефтегазоносности, близкими геохимическими, литолого-фациальными и гидрогеологическими условиями, а также большими возможностями генерации и аккумуляции углеводородов.

Смежные нефтегазоносные провинции, помимо различия по эпохам регионального нефтегазообразования, т.е. по диапазону нефтегазоносности разреза осадочных образований, могут различаться также возрастом консолидации складчатого фундамента на платформах и возрастом формирования складчатости и интенсивного погружения краевых частей платформ в складчатых областях и краевых прогибах. С учетом вышеизложенного выделяют: на платформах - нефтегазоносные провинции с докембрийским, каледонским, герцинским, мезозойским или гетерогенным складчатым основанием; в складчатых областях - нефтегазоносные провинции палеозойской, мезозойской, альпийской складчатости.

Субпровинция - территория переходного типа, связанная с предгорными и краевыми прогибами складчатых сооружений.

Нефтегазоносная область (НГО) - входящая в состав провинции территория, приуроченная к одному целостному крупному геоструктурному элементу (своду, ступени, впадине и др.), характеризующемуся общностью геологического строения и геологической истории развития, включая

региональные палеогеографические и палеотектонические условия нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в течение отдельных геологических периодов и эпох. Иногда выделяется как самостоятельная единица нефтегазогеологического районирования.

Нефтегазоносный район (НГР) - часть нефтегазоносной области, объединяющая ту или иную ассоциацию зон нефтегазоаккумуляции, выделяющаяся по геоструктурному или географическому признаку.

Зона нефтегазоаккумуляции (ЗНГА) - ассоциация смежных и сходных по геологическому строению месторождений нефти и газа, приуроченных в целом к единой группе генетически связанных между собой ловушек структурного или литолого-стратиграфического типов.

Месторождение углеводородов (УВ) - совокупность залежей, приуроченных к одной или нескольким ловушкам, расположенным на одной локальной площади.

Залежь нефти и газа - естественное локальное единичное скопление УВ в одном или группе пластов, контролируемое единым (общим) ВНК или ГВК.

Нефтегазогеологическое районирование проводится не только пространственно, но и в геологическом разрезе исследуемых территорий. Основными единицами нефтегазогеологического расчленения разреза нефтегазоносных территорий являются: нефтегазоносная формация, региональный, субрегиональный, зональный нефтегазоносный комплексы.

Нефтегазоносная формация – естественно историческая ассоциация горных пород, генетически связанных между собой во времени и пространстве по региональным, палеогеографическими, палеотектоническим условиям, благоприятным для развития процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции.

Региональный нефтегазоносный комплекс (РНГК) - это литолого-стратиграфический комплекс пород в составе нефтегазоносных формаций. РНГК характеризуется региональной нефтегазоносностью в пределах обширных территорий, охватывающих ряд смежных, крупных структурных элементов (своды, впадины и др.) и нередко развитых в пределах целых геологических провинций.

Субрегиональный нефтегазоносный комплекс - это литолого-стратиграфический комплекс пород в составе нефтегазоносных формаций, который продуктивен только в пределах одной нефтегазоносной области, приуроченной к одному из крупных структурных элементов.

Зональные нефтегазоносные комплексы - определенные литолого-стратиграфические комплексы, нефтегазоносные только в пределах отдельных районов или зон нефтегазонакопления.

В природе все категории скоплений УВ (залежи, месторождения, зоны нефтегазонакопления, нефтегазоносные районы, области и т.д.) теснейшим образом взаимосвязаны и находятся в определенных структурных и генетических соотношениях.

Промышленные месторождения нефти и газа открыты в различных частях России и сопредельных стран - от акватории и побережья Северного Ледовитого океана до пустынь Средней Азии. От Предкарпатья и акватории Балтики до Восточной Сибири и острова Сахалин.

В России и сопредельных странах в пределах платформенных, складчатых и переходных территорий по состоянию изученности на 01.01.2002 г. выделено 25 нефтегазоносных и перспективно нефтегазоносных мегапровинций, провинций и субпровинций. Почти каждая из них включает несколько нефтегазоносных областей и районов.

Помимо выявленных нефтегазоносных провинций на территории России и сопредельных стран выделяются перспективные территории, в тектоническом отношении приуроченные: к Мезенской синеклизе (площадь 0,3 млн. км²), Московской синеклизе (0,35 млн. км²), Львовской впадине (0,03 млн. км²), мегантиклинорию Восточных Карпат (0,017 млн. км²), Араксинской межгорной впадине (0,01 млн. км²), Тургайской синеклизе (0,3 млн. км²), Сырдарьинской синеклизе (0,065 млн км²), группе межгорных впадин и прогибов Тянь-Шаня (Восточно- и Западно-Иллийская впадины, Иссык-Кульский и Нарынский прогибы, общей площадью 0,09 млн км²), группе впадин Казахского щита (Кузнецкая, Северо-Минусинская, Алакольская и Зайсанская – общей площадью 1,2 млн км²), группе Приамурских и Приморских впадин (Верхнебуреинская, Ханкайская, Среднеамурская, Зейская - общей площадью 0,22 млн км²), Зырянскому прогибу (0,06 млн км²), Анадырско -Наваринскому межгорному прогибу (0,13 млн км²) и др.

Особым своеобразием отличаются территории, связанные с шельфами (акваториями) арктических морей России, общей площадью 3,5 млн км², шельфом Притихоокеанским (2,2 млн км²) и Охотского моря площадью 1,5 млн км², освоение которых в настоящее время представляет сложную проблему ввиду неблагоприятных природно-климатических условий, слабой изученности геолого-геофизическими исследованиями и бурением, но где уже открыты крупнейшие по запасам месторождения газа и нефти, разработка которых требует огромных финансовых вложений.

Большая часть нефтегазоносных провинций России и сопредельных стран находится в пределах платформенных территорий. Провинции складчатых территорий приурочены к межгорным впадинам, прогибам или антиклинориям в основном альпийской складчатости (Кавказ и др.). Провинции переходных территорий соответствуют предгорным прогибам с установленной промышленной нефтегазоносностью.

Промышленное значение провинций также различное. Основная добыча нефти и газа производится из недр Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции; значительное количество – в Волго-Уральской, Прикаспийской, Тимано-Печорской и Туранской нефтегазоносных провинциях.

Большие потенциальные возможности открытия новых месторождений нефти и газа связываются с Лено-Тунгусской, Лено-Вилюйской, Дальневосточной (Охотской) провинциями, которые изучены еще недостаточно. Не исчерпаны возможности и таких старейших нефтегазоносных провинций, как Закавказская, Предкарпатская, ЗападноТуркменская и др.

Все возрастающую роль в развитии нефтегазодобывающей промышленности России приобретают Баренцевоморская и другие перспективные провинции и области, приуроченные к шельфам и акваториям морей, преимущественно - арктических.

Нефтегазоносная провинция (НГП) - это значительная по размерам и осадочному выполнению обособленная территория, приуроченная к одному или группе смежных крупнейших или крупных тектонических элементов (плита, синеклиза, антеклиза, авлакоген, краевой прогиб и т.д.). НГП обладает сходными чертами геологического строения и развития, характерным единым стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности, определенными геохимическими, литолого-фациальными и гидрогеологическими условиями, а также большими возможностями генерации и аккумуляции углеводородов. Нефтегазоносная провинция, как правило, ограничивается бесперспективными землями, а в ряде случаев отделяется от соседней провинции крупными разломами или зоной резкой смены возраста осадочного чехла.

Для аналогичных территорий, в пределах которых месторождения нефти и газа еще не открыты, но перспективы их обнаружения являются значительными (прогнозная оценка достаточно велика) следует использовать термин - перспективная нефтегазоносная провинция.

Нефтегазоносная область может быть частью нефтегазоносной провинции или выделяться в качестве самостоятельной. Как правило, она приурочена к крупным тектоническим элементам (краевой прогиб, свод, ступень, мегавал, впадина, зона поднятий или прогибов и т.д.), обладающих сходным геотектоническим строением, историей развития, региональным распространением основных нефтегазоносных комплексов, получивших прогнозную оценку и имеющих разведанные запасы нефти и газа.

Для аналогичных территорий, не имеющих разведанных запасов нефти и газа, но обладающих прогнозной оценкой, свидетельствующей о значительных перспективах открытия месторождений, следует применять термин перспективная нефтегазоносная область. Самостоятельные нефтегазоносные области ограничиваются бесперспективными или малоперспективными землями.

Нефтегазоносный район является частью нефтегазоносной области. Это территория, расположенная, как правило, в пределах одного или нескольких средних тектонических элементов (выступ, вал, куполовидное поднятие, депрессия) или их частей, характеризующихся распространением продуктивных одноименных горизонтов, близкими глубинами их залегания, сходными типами месторождений нефти и газа и фазовым состоянием УВ в залежах. В отдельных случаях можно выделить самостоятельный нефтегазоносный район (вне области), давая при этом достаточно убедительное обоснование ему.

В основу рекомендуемого нефтегазогеологического районирования территории России (в то время Советского Союза) положен фациально - тектонический принцип, предопределяющий различные масштабы нефтегазообразования и

нефтегазонакопления. Это районирование уточнялось по мере получения новых достаточно обосновывающих материалов по результатам геологоразведочных и научных работ.

Нефтегазоносные провинции и области внутри провинций

I. Тимано-Печорская НГП

1. Ижма-Печорская нефтегазоносная область
2. Печоро-Кожвинская нефтегазоносная область
3. Хорейверская нефтегазоносная область
4. Северо -Предуральская газоносная область
5. Денисовская НГО
6. Колвинская
7. Варандей Адзвинская НГО

II. Волго-Уральская нефтегазоносная

1. Татарская нефтеносная область
2. Верхнекамская нефтеносная область
3. Пермско-Башкирская нефтеносная область
4. Южно -Предуральская нефтегазоносная область

III. Прикаспийская НГП

1. Волгоградско-Карачаганакская НГО
2. Центрально-Прикаспийская НГО
3. Астраханско-Калмыцкая ГНО
4. Южно-Эмбинская НГО

IV. Днепровско -Припятская ГНП

1. Припятская нефтеносная область
2. Днепровско-Донецкая газонефтеносная область

V. Туранская НГМП

1. Амударьинская НГО
 2. Мургабская НГО
 3. Каракумская НГО
 4. Южно-Мангышлакская НГО
- Северо-Устюртская НГО

VI. Предкавказско-Крымская (Скифская) НГМП

1. Западно-Предкавказская ГНО
2. Центрально- Предкавказская НГО
3. Восточно-Предкавказская НГО
4. Кряжа Карпинского ГНО
5. Западно-Кубанская НГО
6. Терско-Каспийская НГО

VII. Закавказская НГП

1. Апшеронская НГО
2. Бакинского архипелага НГО
3. Шемахино-Кобыстанская НГО
4. Нижнекуринская НГО
5. Кюрдамирская НГО
6. Куринская НГО
7. Картлийская НГО (Верхнекуринская)
8. Рионская НГО

VIII. Западно-Туркменская НГП

1. Апшероно-Прибалханская НГО (Прибалханская НГО)
2. Западно-Туркменская НГО (Гограньдаг-Окаремская НГО)

Нефтегазоносные субпровинции переходных территорий

IX. Тяньшань-Памирская НГП

1. Таджикская НГО
2. Ферганская НГО
3. Чу-Сарысуйская НГО
4. Тургайская НГО

X. Западно-Сибирская НГМП

1. Приуральская
2. Фроловская
3. Каймысовская
4. Васюганская НГО
5. Пайдугинская
6. Среднеобская
7. Надым-Пурская
8. Пур-Тазовская
9. Гыданская
10. Ямальская
11. Южно-Карская

XI. Восточно-Сибирская мегапровинция.

Лено-Тунгусская НГП

Енисейско-Анабарская ГНП

Лено-Виллюйская ГНП (включая Предверхожанскую НГСП)

XII. Дальневосточная НГ мегапровинция

1. Охотоморская НГП
2. Притихоокеанская НГП
3. Южно Чукотская ПНГП
4. Усть-Индибирская ПНГО
5. Лаптевская ПНГП
6. Восточно-Арктическая ПНГП

XIII. Предкавказская НГСП

1. Западно-Кубанское НГО
2. Восточно-Кубанская ГО
3. Терско-Каспийская НГО
4. Керченско-Таманский самостоятельный НГР
5. Южно-Дагестанский самостоятельный НГР
6. Северо-Азербайджанский СНГР

XIV. Предкарпатская НГСП

1. Западно-Предкарпатская внутренняя НГО
2. Восточно-Предкарпатская внешняя НГО

XV. Предуральская НГСП

1. Северопредуральская НГО
2. Среднепредуральская НГО
3. Южнопредуральская НГО

XVI. Предверхоянская НГСП (в составе Лено-Виллюйской НГП)

Нефтегазоносные провинции арктических и дальневосточных морей России.

XVII. Баренцевоморская ГНП

XVIII. Северо-Карская ПНГП

XIX. Лаптевская ПНГП

XX. Восточно-Арктическая ПНГП

XXI. Южно-Чукотская ПНГП

XXII. Притихоокеанская ПНГП

ЗАПАДНО - СИБИРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

1. Географическая приуроченность

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция расположена в пределах крупнейшей в мире Западно-Сибирской равнины площадью 3400тыс. км². Она находится на территории Тюменской, Омской Курганской, Томской и частично Свердловской, Челябинской, Новосибирской областей, Красноярского и Алтайского краев России.

По слабо всхолмленной, сильно заболоченной, с большим количеством озер, наклоненной к северу равнине с абсолютными высотами 60-20 м текут реки Обь, Иртыш и Енисей с многочисленными притоками. Южную часть Западно-Сибирской низменности занимают степи, центральную – заболоченные пространства, покрытые низкорослыми лесами, северную часть - тундра. На большей части Западно-Сибирской низменности (центр и север) имеют место проявления многолетней мерзлоты. Мощность мерзлого грунта на севере достигает 200-300 м и более.

Границами рассматриваемой ЗСНГП провинции на западе являются герцинские горные сооружения Урала, по геофизическим данным продолжающиеся под мезокайнозойским чехлом низменности на расстояние 300-400 км к востоку до среднего

течения Оби.

На востоке провинция ограничена тектоническими сооружениями Енисейского кряжа и Среднесибирской древней палеозойской платформы, также имеющими свое погребенное продолжение под осадочным чехлом низменности. На юге границей служат Казахская каледонская складчатая страна, древние сооружения Алатау, Салаира и Западных Саян, Алтай и Томь -Кольванские складчатые дуги. Все эти горные системы также погружаются под чехол низменности.

На севере рассматриваемая провинция погружается. Здесь находятся широтные тектонические сооружения герцинских систем Таймыра, возможно, соединяющиеся с Полярным Уралом. Однако они погружены на глубину 3 - 4 км.

2. Геолого-геофизическая изученность. Возможность нефтегазоносности - Западно-Сибирской плиты впервые была высказана И. М. Губкиным в 1932-1934 гг. В 1932 году, выступая на Урало-Кузбасской сессии Академии наук СССР, академик И. М. Губкин выдвинул смелую гипотезу о нефтеносности восточного склона Урала. Эта гипотеза, имевшая и сторонников и противников, сыграла важную роль в продвижении нефтеразведочных работ за Уральский хребет, в Приобье. Документы показывают, что развитие идей И.М. Губкина шло не легко, порой драматически. На перспективности палеозоя в Кузбассе настаивал М.А. Усов и Р.С. Ильин, говорившие о наиболее перспективных на нефть и газ Минусинской котловине и Кузбассе. Результаты исследований, проведенных до 1943 года, были обсуждены и обобщены комиссией по нефти и газу при президиуме АН СССР в июле 1945 года, а в 1948 году М.К. Коровиным, Н.А. Кудрявцевым, Д.Л. Степановым, А.В. Тыжновым, Г.Е. Рябухиным была издана крупная, обобщающая многолетние исследования, работа «Перспективы нефтегазоносности Западной Сибири». В 1953 г. опорной скважиной, заложенной в Березовском районе, в низовьях р. Оби (Северо-Сосьвинский свод), было открыто первое газовое месторождение, а через 5 лет в районе Шаима, на р. Конде (Кондинский свод), открыто первое нефтяное месторождение. В течение 1959-1965 гг. помимо подтверждения газоносности Северо -Сосьвинского свода и нефтеносности Кондинского и Краснотенинского сводов была установлена промышленная нефтеносность центральной группы сводов в пределах Тюменской и Томской областей, а также промышленная газоносность северной части бассейна. К началу 1974 г. было открыто более 100 нефтяных и газонефтяных месторождений и свыше 50 газовых месторождений. На сегодняшний день Западная Сибирь

2. Стратиграфия

Бассейн выполнен терригенными отложениями юрского, мелового, палеогенового, в меньшей степени неогенового возраста; более древние отложения (триас, палеозой) развиты лишь во впадинах, осложняющих фундамент. Нижне- и среднеюрские отложения представлены континентальными песчано-глинистыми породами с максимальной мощностью на севере бассейна 1000 м (на большой площади бассейна мощность их составляет 200-600 м). Верхнеюрские и нижнемеловые (валанжинские) породы сложены аргиллитами и песчаниками; мощность верхнеюрских отложений редко превышает 300 м, валанжинских - 500 м. Остальная часть разреза раннемелового возраста сложена лагунными и морскими глинисто-песчаными породами мощностью от 600 м в центральной части бассейна до 1000 м на севере. Верхнемеловые, палеоценовые и эоценовые отложения представлены морскими, в меньшей степени континентальными, глинистыми и песчаниковыми породами мощностью от 800 до 1600 м. Отложения олигоцена мощностью не свыше 700 м выражены континентальными песками и глинами. Максимальная мощность (свыше 5000 м) осадочных отложений известна в северной части бассейна.

Тектоника.

В тектоническом отношении ЗС низменность представляет собой громадную плиту (также называют прогибом, депрессией, впадиной), которая имеет четкое двухъярусное строение.

Тектоника прибортового внешнего пояса.

Большая часть Внешнего тектонического пояса плиты бесперспективна в нефтегазоносном отношении вследствие незначительной мощности осадочного чехла (не более 2,5-2,0 км), широкого развития континентальных фаций, перерывов в осадконакоплении, палео- и современного гидрогеологического промыва недр и т. п. Перспективны отдельные опущенные зоны, граничащие с синеклизами, осложненные уступами и валообразными приразломными поднятиями. В Сибирском газоносного и Шаимского нефтегазоносного. Первый связан с Березовской моноклиной, представляющей собой опущенный до глубины 1,3-2,0 км восток юго-восточный склон Северо-Сосьвинской моноклизы. Моноклиналь осложнена несколькими короткими цепочками локальных поднятий. В палеогеографическом плане они были прибрежными островами позднеюрско-ранневаланжинского моря, окруженными пляжевыми песками и ракушечниками. После погружения выступов фундамента, поставивших в прибрежную зону местный обломочный материал, острова были перекрыты морскими, относительно глубоководными глинами неокома. Пляжевые песчаники и ракушечники на восточных крыльях поднятий согласно залегают на песчано-алеврито-глинистой, линзовидно-слоистой, субугленосной толще, относящейся к тюменской свите. Эта формация и служила; источником УВ. Залежи Березовского района - структурно-литологические, преимущественно кольцевые, с «лысыми», лишенными базальных песчаников сводами. На далёких крыльях, куда не доносился грубообломочный материал с вершин скалистых островов, песчаники замещаются аргиллитами.

Аналогично построены и месторождения Шаимского района, контролируемого опущенной до глубин 1,5-2,2 км восточной частью Среднеуральской гемиантеклизы. Продуктивные песчаники здесь связаны с валоподобным выступом фундамента, резко расчлененным изрезанным среднеюрскими реками. В поздне-юрское – ранне-неокомское время в эрозионно-тектонических ложбинах на склонах Шаимского поднятия накапливались прибрежно-морские пески и алевриты, переходящие в глинистые породы на далеком погружении выступа фундамента. Доминирующие залежи Шаимского района - структурно-литологические, заливообразные или козырьковые.

В вышележащих меловых горизонтах Приуральской НГО промышленных скоплений УВ не выявлено. Однако повсеместно отмечается повышенная упругость водорастворённых газов в проницаемых горизонтах мела, вплоть до сеноманского яруса. На погребённом северо-восточном склоне Пайхоя и восточном склоне Щучинского (Харбейского) массива Полярного Урала в платформенном чехле сформировалось незамкнутое поднятие Припайхойская гемиантеклиза, осложнённая валообразными и локальными поднятиями, уступами, ориентированными параллельно Пайхою. Северо-восточная моноклиальная часть гемиантеклизы контролирует Южно-Ямальскую НГО.

В области отчетливо обособляются два стратиграфических интервала продуктивности: ниже-среднеюрский и верхневаланжин-нижнеготеривский. С первым связаны нефтяные и нефтегазовые залежи; со вторым - нефтегазоконденсатные. В пределах области открыто Новопортовское многопластовое нефтегазоконденсатное месторождение. Небольшое скопление тяжелой нефти на этом месторождении открыто в прослое песка внутри морских

глин альбского возраста. Верхне-готерив-аптская толща (танопчинская свита) в Южно-Ямальской НГО малоперспективна.

Третья область прибортового Внешнего пояса - Притаймырская, выделяется условно: на погребенном склоне Притаймырской гемиантеклизы открыта лишь одна газовая залежь в кровле средней юры (Хабейское месторождение). Предполагаемые главные этажи продуктивности в Южно-Притаймырском районе - нижняя - средняя юра; в Западно-Притаймырском районе - нижняя - средняя юра и берриас - нижний валанжин.

Области не глубоких синеклиз.

Мансийская НГО контролируется одноименной региональной депрессией. Продуктивная основная толща здесь - тюменская свита (нижняя - средняя юра), в ней доминируют глинистые и слабопроницаемые алевритовые породы. Среди песчаных прослоев лишь некоторые обладают удовлетворительными коллекторскими свойствами, причем в силу их линзовидной формы и латеральной изменчивости залежи в тюменской свите преимущественно антиклинально-литологические и литологически ограниченные.

Вышележащие горизонты нижнего мела представлены преимущественно глинами (фроловская свита). Мелкозернистые пески и алевриты присутствуют в аптском и сеноманском ярусах. Аптские пески нефтегазоносны в Красноленинском районе. На восточном борту Мансийской синеклизы обособляется зона поднятий, переживших некоторую неотектоническую активизацию. В этой зоне прослеживаются линзовидные песчаные пласты верхнего готерива и баррема, связанные с островными отмелями и течениями. Здесь открыт ряд нефтяных залежей антиклинально-литологического типа. Мансийская НГО еще сравнительно слабо изучена.

В северной части Среднеиртышской неглубокой синеклизы находится Нюрольская НГО, связанная с одноименной впадиной.

Здесь обнаружен ряд нефтяных месторождений с залежами в отложениях тюменской и васюганской свит, т. е. во всем разрезе юрской системы. Однако некоторые скопления в тюменской свите затронуты процессами гипергенеза.

Отмечаются также залежи в коре выветривания палеозойского основания, источником которых в одних случаях служат собственные палеозойские нефтематеринские свиты, в других - перекрывающие юрские отложения.

ОБЛАСТИ АНТЕКЛИЗ.

В областях антеклиз заключены основные ресурсы в Западно-Сибирском НГБ. При этом главная из этих областей по значению - Среднеобская. Она связана с северной частью Хантейской антеклизы. В пределах области отчетливо обособляются три района: Нижневартовский, Сургутский, и Северо-Сургутский, Первые два контролируются сводами, третий незамкнутым поднятием - гемисводом.

В истории развития сводовых поднятий Среднего Приобья можно выделить несколько этапов, отражающих циклический характер процессов тектогенеза и литогенеза:

1) дейтерогенная активизация, общее воздымание и образование грабенообразных депрессий, которые заполняются вулканогенно-осадочными толщами триаса;

2) дифференцированное опускание, в процессе которого на склонах поднятий накапливается континентальная терригенная субугленосная формация, а вершины служат местными источниками сноса обломочного материала (ранне-среднеюрское

время);

3) разрушение эрозионно-тектонических выступов фундамента, пенеппенизация и накопление сначала мелкозернистых песков и алевроитов в ингрессионных морских заливах, а затем тонкоотмученных битуминозных глин в относительно глубоководном морском бассейне (позднеюрская эпоха). В конце позднеюрской эпохи сводовые поднятия почти полностью переходят в погребенное состояние;

4) последовательное боковое заполнение глубоководной ванны терригенными толщами, образование новых и возрождение старых (погребенных) поднятий. Этот процесс растягивается на большую часть неокомского времени (примерно до середины готеривского века). При этом в восточных зонах Среднего Приобья глубоководные условия сменяются прибрежно-континентальными раньше, чем в западных. Следовательно, возрожденные и новообразованные антиклинальные ловушки в восточных зонах древнее, чем в западных;

5) в конце готерива, в барремском, аптском, альбском и сеноманском веках осадки накапливаются в мелководном опресненном бассейне в условиях компенсированного прогибания. На это время приходится формирование крупных сводовых поднятий по всем горизонтам чехла в контурах, близких к современным;

6) в поздне меловую эпоху (начиная с туронского века) и в палеогеновом периоде рост поднятий замедляется и нижнемеловые структуры постепенно переходят в погребенное состояние;

7) в неоген -четвертичное время отмечается некоторая активизация роста отдельных положительных структур II и III порядков на вершинах сводовых поднятий.

Из приведенной схемы развития сводов Среднего Приобья вытекает главный вывод о тектоническом контроле нефтегазоносности: конседиментационный рост структур происходит на этапах компенсированного осадконакопления; этот рост сопровождается увеличением песчаности разреза и возникновением благоприятных условий для последующего формирования многопластовых :нефтяных месторождений. Такие условия возникают и существуют не одновременно на всей площади антеклиз и отдельных сводовых поднятий, что вместе с литологическими факторами определяет различия в стратиграфической приуроченности основных залежей УВ на разных сводах и на разных структурах II порядка.

В обобщенной схеме для Нижневартковского района главными продуктивными комплексами являются верхнеберриас-нижневаланжинский и верхнеготерив - барремский. В ниже-среднеюрских отложениях скопления нефти практически отсутствуют, в верхнеюрских - их ресурсы значительно меньше, чем в меловых. В верхневаланжинской части разреза залежи встречаются спорадически под локальными покрывками, а в нижнеготеривском комплексе их нет совсем.

Сургутский район отличается более молодым возрастом основных продуктивных пластов, что вполне объяснимо более поздним -заполнением некомпенсированного позднеюрско- ранневаланжинского глубоководного бассейна и более поздним образованием благоприятной для нефтенакпления мелководно- и прибрежно-морской песчано-глинистой ритмично-слоистой сероцветной формации. Здесь главные продуктивные комплексы - верхневаланжинский, нижнеготеривский и верхнеготерив-барремский.

В некоторых зонах и месторождениях в силу местных историко - геологических причин из трех названных комплексов по продуктивности доминируют один-два.

Северо-Сургутский район отличается от двух описанных сравнительно узким стратиграфическим диапазоном промышленной нефтегазоносности, ограниченным верхневаланжинским подъярусом. Исчезновение залежей в нижнем готериве и в

верхнеготерив -барремской части разреза при переходе из Сургутского района в Северо-Сургутский объясняется ухудшением субрегиональных покрышек (опесчаниванием пимской пачки и алымской свиты), а также гипсометрически более низким положением структурных ловушек, из которых по хорошим коллекторам нефть могла мигрировать к вершинам Сургутского свода. Однако полностью исключить наличие залежей нефти в верхне-неокомских комплексах нельзя. В Северо-Сургутском районе готерив-барремские отложения могут содержать залежи в ловушках литологического экранирования и ограничения на малоамплитудных поднятиях на бортах некоторых средних и мелких депрессий.

Южная половина площади Хантейской антеклизы осложнена двумя сводами - Верхнедемьянским и Каймысовским,- разделенными Юганской впадиной. Эта территория принадлежит Каймысовской НГО, в пределах которой скопления нефти открыты в тюменской и васюганской свитах юры. Отложения неокома Каймысовской области малоперспективны. В отличие от разрезов Среднего Приобья здесь отсутствуют клиноформные элементы неокомских горизонтов и следовательно,- битуминозно-глинистые аналоги нижнемеловых свит. И в Юганской впадине, и на площади прилегающих с юга сводовых поднятий раннемеловое прогибание полностью компенсировалось осадконакоплением.

С Кеть-Вахской антеклизой связаны две области:, Часельская и Васюганская. Обе занимают только западную часть антеклизы, тогда как восточная неперспективна по всему разрезу мезозоя. В Часельской НГО открыты нефтяные и нефтегазоконденсатные залежи в отложениях ниже-среднеюрского, верхнеюрского и верхнеберриас-нижневаланжинского комплексов. Основные ресурсы УВ заключены в верхнеюрских и верхнеберриас-нижневаланжинских; отложениях. При этом на ряде площадей отмечены процессы разрушения залежей и гипергенного преобразования алкановых нефтей в циклановые.

Обширная Васюганская область характеризуется еще более узким стратиграфическим интервалом продуктивности. Главный комплекс здесь верхнеюрский, в ниже-среднеюрских отложениях; залежи практически отсутствуют. На некоторых площадях отмечены нефтепроявления. Нет промышленных скоплений в верхневаланжин -готеривских горизонтах. Последнее обстоятельство удовлетворительно объясняется развитием красноцветной киялинской свиты (верхний валанжин - баррем), осадки которой накапливались в окислительной обстановке. В верхнеберриас-нижневаланжинском комплексе, представленном морскими песчано-глинистыми образованиями, на нескольких площадях выявлены залежи нефти (Средневасюганское, Мыльджинское, Южно-Мыльджинское месторождения).

В Васюганской области можно выделить четыре района, отличающиеся друг от друга концентрацией ресурсов и соотношениями жидких и газообразных УВ в залежах. Для Александровского НГР характерно преобладание нефтяных скоплений; для Средневасюганского - присутствие нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей. В Пудинском районе преобладают нефтегазоконденсатные месторождения, в Парабельском - газовые.

Значительная роль газовых залежей на юго-восточной окраине бассейна объясняется сочетанием двух факторов: преимущественно арконовым типом ОВ в юрских отложениях и проявлениями активных восходящих тектонических движений на рубеже мелового и палеогенового периодов.

Область Пурского жёлоба.

С Пурским желобом -- крупнейшей отрицательной структурой, разделяющей северные части Хантейской и Кеть-Вахской антеклиз, связана Верхнепурская НГО. Пурский желоб объединяет сближенные линейные при- и надразломные прогибы и

валы, которые развивались над грабенами и горстами в фундаменте и отложениях ПСЭ. Многие частные структуры желоба переживают неотектоническую и новейшую активизацию. Здесь очень широк стратиграфический диапазон продуктивности - от нижне-среднеюрского комплекса до верхнеальб-сеноманского включительно. По соотношению ресурсов жидких и газообразных УВ Верхнепурская НГО занимает промежуточное положение между Среднеобской НГО и Надым-Тазовской НГО. Нефтяные залежи здесь преобладают в юрских и нижнемеловых горизонтах, а газовые - в сеноманском массивном резервуаре. Главные продуктивные интервалы разреза - валанжинский и сеноманский. Верхнепурская НГО включена нами в НГСБ.

Области глубоких синеклиз.

Надым-Тазовская НГО контролируется одноименной глубокой синеклизой. Последняя осложнена впадинами, валами, куполовидными поднятиями.

Главные особенности разреза осадочного выполнения синеклизы следующие: большая мощность нижне-среднеюрских отложений (до 1,5-2,5 км) и присутствие в их разрезе как континентальных, так и морских фаций, а также сравнительно высокая степень катагенеза пород, ОВ, нефтей и конденсатов в нижне-среднеюрском РНГК; последовательное, с востока на запад, заполнение некомпенсированной волжско-нижне берриасской региональной депрессии неокосскими терригенными осадками, что привело в том же направлении к омоложению мелководно-морской песчано-глинистой ритмично-слоистой формации, заключающей основные ресурсы нефти и жирного конденсатного газа; крупные по площади размеры и высокая амплитуда (150-250 м) поднятий II -111 порядков по кровле сеномана, большая мощность региональной турон-сеноманской крыши (до 700-800 м), что благоприятствовало формированию массивных газовых залежей в верхнеальб -сеноманском региональном комплексе.

Надым-Тазовская НГО включает четыре НГР, контролируемых впадинами с расчлененными днищами, крутыми бортами, осложненными внутренними валлообразными и куполовидными поднятиями.

Районы отличаются друг от друга возрастными интервалами основной продуктивности: Надымский (K_{1g} , K_{2S}), Пурский (K_{1V} , K_{2S}), Тазовский (K_{1V} , K_{2S}) и Таз-Енисейский ($J_3 - K_{1V}$, K_{2S}).

Нижнемеловые отложения содержат нефтегазоконденсатные и газоконденсатные залежи, сеноманские - залежи сухого углеводородного газа. В нижнемеловых комплексах наряду со скоплениями пластово-антиклинального типа распространены антиклинально-литологические, литологически-экранированные и ограниченные залежи.

В Таз-Енисейском и Тазовском районах установлены зоны ловушек стратиграфического экранирования, образованные субрегиональными предваланжинским, предготеривским, предаптским перерывами в осадконакоплении.

Ямало-Гыданская НГО связана с одноименной глубокой синеклизой. От Надым-Тазовской она отличается концентрацией ресурсов УВ нижнемелового отдела в более верхних горизонтах последнего (кроме неизученного Северо-Гыданского НГР). Непосредственно к северу от Тазовского полуострова и к северо-западу от правого берега Обской губы отложения берриасского, валанжинского ярусов и нижнеготеривского подъяруса почти полностью глинизируются. С другой стороны, (мощная более 1 км) алеврито-песчаная толща позднеготерив-аптского возраста в том же направлении приобретает облик песчано-глинистой ритмично-слоистой субугленосной формации, а в альбе появляются морские глины (региональная крышка). В результате таких фациальных замещений наиболее благоприятными

для формирования многопластовых газоконденсатных месторождений становятся верхнеготерив - аптские отложения (танопчинская свита), тогда как в Надым-Тазовской области главные продуктивные толщи нижнего мела принадлежат берриас-нижнеготеривскому интервалу разреза.

В Ямало-Гыданской НГО выделяют три НГР. по стратиграфическому распределению основных ресурсов УВ. Это Средне-Северо-Ямальский, Южно-Гыданский и Северо-Гыданский районы. Последний очерчен на карте условно, так как бурением он практически еще не изучен.

В Средне-Северо-Ямальском НГР главные стратиграфические интервалы

продуктивности - верхнеготерив-аптский и сеноманский. Первый охватывает

танопчинскую свиту мощностью около 1000 м; пески сеномана имеют мощность

до 300 м. В нижней части танопчинской свиты (верхний готерив - баррем)

присутствуют газоконденсатные залежи (горизонты ТП₂₆–ТП₁₇). Верхняя часть

свиты (аптский ярус) содержит пластовые и пластово-массивные залежи тощего

газа (горизонты ТП₁- ТП₁₆). Сеноманские пески служат резервуарами массивных

залежей сухого газа.

Южно-Гыданский НГР отличается от Средне-Северо-Ямальского несколько более древним возрастом главных продуктивных комплексов. Здесь заметно уменьшается газонасыщенность верхне-альб-сеноманского комплекса, ухудшаются покрышки над отдельными залежами в танопчинской свите и в то же время появляются проницаемые горизонты в нижнеготеривской части разреза (верхнеахской свиты).

В целом стратиграфический диапазон основной продуктивности описываемого района - нижнеготерив-аптский. В готерив-барремских отложениях залежи газоконденсатные, в аптских - газовые.

В Северо-Гыданском районе пока нет открытий. Бурением одиночных скважин установлено значительное опесчанивание турон – сеноманского и нижнеальбского региональных глинистых флюидоупоров. Вместе с тем увеличиваются количество и общая мощность песчаников верхневаланжин-готеривской части разреза. Предположительный интервал основной продуктивности Северо-Гыданского района верхневаланжин-нижне готеривский.

Усть-Енисейская область выделена в границах глубокой одноименной синеклизы и Мессояхской гряды. Усть-Енисейская синеклиза представляет собой несколько расширенное западное окончание Енисей -Хатангского регионального прогиба (желоба). Но эта депрессия «вливается» в единую Западно-Сибирскую плиту, тогда как восточная часть Енисей-Хатангского желоба, отделенная от названной синеклизы поперечным Янгодо-Горбитским выступом, развита на древнеплатформенном крыле Предтаймырского краевого прогиба. Следовательно, эта часть желоба морфологически и генетически принадлежит Сибирской платформе.

Усть-Енисейская синеклиза граничит на севере с Притаймырской гемиантеклизой, на западе - с Ямало-Гыданской синеклизой на юге - с Мессояхской грядой. В контурах синеклизы условно выделяется Заливо-Енисейский район; в его северной части открыто пока одно газоконденсатное

месторождение - Дерябинское. Главный интервал продуктивности района -

берриас-нижневаланжинский. Восточная часть Мессояхской гряды контролирует одноименный район. Здесь открыты многопластовые газоконденсатные месторождения с залежами в широком возрастном интервале разреза – от нижней юры до турона - сантона. Основные ресурсы УВ сосредоточены в горизонтах нижнехетской свиты и в нижней части суходудинской свиты, что соответствует полному объему валанжинского яруса.

Усть - Енисейская область еще слабо изучена, ее отдельные структурно - формационные зоны отличаются по строению и истории развития. В этой области зафиксированы значительные перерывы в осадконакоплении и перестройки структурных планов, что способствовало формированию стратиграфических и тектонически - экранированных залежей. Стратиграфические интервалы главной продуктивности в таких зонах могут быть весьма различными.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАЗМЕЩЕНИЯ ОСНОВНЫХ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ.

Соотношения продуктивных основных толщ в разрезе и на площади нефтегазоносного бассейна хорошо видны на схеме межобластной корреляции нефтегазоносных комплексов. (см. рис. 00). Сопоставление этой схемы с картой нефтегазогеологического районирования позволяет обосновать следующие выводы о пространственном размещении основных ресурсов УВ.

1. Стратиграфический диапазон нефтегазоносности в целом увеличивается вместе с возрастанием общей мощности осадочного чехла и с удалением от горно-складчатого обрамления плиты к ее центру и от центра - в северном направлении.
2. Стратиграфическая приуроченность главных нефтегазоносных комплексов и продуктивных пластов определяется сочетанием литофаций и режимов тектонических движений, благоприятствующих генерации, миграции и аккумуляции УВ.
3. Для образования многопластовых нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений наиболее благоприятно следующее: а) накопление осадков мелководно - и прибрежно-морской песчано - глинистой горизонтально-слоистой сероцветной формации и близкой к ней также ритмично-слоистой прибрежно-континентальной, субугленосной формации; обширные водоемы, где накапливались такие ритмично-слоистые песчано-глинистые толщи, существовали в ранне-среднеюрское время на пространстве Ямало-Тазовской мегасинеклизы, в неокомское - на площади Среднеобской, Надым-Тазовской и Усть-Енисейской НГО, в готерив-аптское - в границах Ямало-Гыданской НГО; б) погружение указанных формаций на глубины 1,5-4,0 км, отвечающие интервалу ГЗН; интервалы в разных НГО различны; приведенные цифры, судя по фактическим данным бурения, отражают максимальный размах значений для всей территории Западно-Сибирского НГБ. В ГЗН находятся ниже-среднеюрские отложения Мансийской синеклизы, юрские и неокомские горизонты Среднего Приобья нижнемеловые отложения Надым-Тазовского междуречья. В то же время ниже-среднеюрские образования в днищах глубоких синеклиз в основном уже прошли ГЗН и опустились в геохимическую зону апокатагенеза. Следовательно, они не являются вместилищем главных ресурсов УВ, значительная часть которых могла мигрировать к бортам депрессий и вверх по разрезу, в нижнемеловые горизонты.
4. Основные газовые залежи содержатся в верхнеальб-сеноманском комплексе, представленном прибрежно-континентальной аварито - песчаной

формацией. Присутствуют они также и в более древних горизонтах (аптские отложения Ямало-Гыданской НГО, верхнеюрско-валанжинские песчаники Березовского района и др.). Основные скопления сухого газа связаны с толщами, не вступившими в подзону мезокаатагенеза (МК₂₋₃), Это - продукты генерации низкотемпературного метана. Главный газonosный комплекс Западной Сибири – верхне - альб - сеноманский. Ареалы распространения сеноманских залежей определяются высокой структурной расчлененностью подошвы турон - сеноманской глинистой покрывки. Такая расчлененность характерна для областей повышенной неотектонической активности: Верхне - Пурской, Надым-Тазовской, Ямало-Гыданской, Усть-Енисейской. Другие условия концентрации газовых ресурсов - размеры ловушек и качество турон-сеноманского регионального флюидоупора, а также генерационный потенциал самой апт-сеноманской толщи и, возможно, более глубоко залегающих горизонтов.

5. Отсутствие промышленных скоплений УВ в тех или иных частях разреза различных НГО и НГР находит объяснение при анализе формаций. Из **рис. 27** видно, в частности, что неблагоприятные для нефтегазообразования формации красноцветов, отражающие окислительную обстановку в седиментогенезе и диагенезе. с- другой стороны, в ареалах накопления тонкоотмученных, сравнительно глубоководных и битуминозных глинистых пород перспективы нефтегазосности снижаются по сравнению с областями развития песчано-глинистой ритмично-слоистой формации вследствие - низких коллекторских свойств проницаемых пород и преобладания резервуаров литологически - ограниченного типа.

В заключение можно отметить, что методические приемы составления карты нефтегазогеологического районирования, изложенные в настоящей работе, приемлемы и для более детальных построений, необходимых при периодической и оперативной оценке прогнозных и перспективных ресурсов УВ различных областей, районов и зон.

Тектоника осадочного чехла

В осадочной толще отмечается ряд крупных поднятий, сводов и протяжённых валов, разделяющих их впадин и прогибов, группы которых образуют соответственно плоские крупные антеклизы и синеклизы. В средней части бассейна выделяется в меридиональном направлении Хантейская или Среднеобская антеклиза, состоящая из группы крупных сводов: Сургутского и Нижневартовского в центральной части Пурпейского на севере, Каймысовского и Верхнедемянского на юге. Последние два свода отделены от центральных сводов небольшой Юганской субширотной

впадиной. Наиболее крупными являются: Нижневартовский (250 x 170 км) и Сургутский (330x100 км) своды. Амплитуда их по фундаменту

достигает 900 м, но выше в позднепалеогеновых отложениях они выражены весьма слабо. Ряд небольших сводов осложняет антеклизу на северо - востоке и юго-западе.

На востоке Хантейская антеклиза ограничивается узким (до 70 км) Колтогорско-Уренгойским жёлобом (Пурским прогибом), в фундаменте которого находится крупный Омский разлом. Восточнее последнего расположена плоская протяженная Вахская антеклиза, состоящая из группы сравнительно небольших сводов (Александровский, Средневасюганский, Сенькино-Сильгинский, Пайдугинский) и крупных валообразных поднятий (ПыльКараминский, Часельский и др.). С востока антеклиза ограничивается узким неглубоким Касским прогибом, восточное крыло которого на месте неглубоко залегающего фундамента образует восточную границу бассейна.

Западнее Среднеобской антеклизы простирается крупная Мансийская синеклиза, осложненная несколькими небольшими сводами - Ляминским, Красноленинским, Шаимским и рядом еще более мелких сводов. Западное ограничение синеклизы выражено протяженной (до 600 км) Северо-Сосьвинской зоной валообразных поднятий. В наиболее приподнятых частях зоны отсутствуют юрские отложения и сокращена мощность валанжинских отложений, а фундамент поднимается до отметки 500-800 м. Северо-Сосьвинская зона поднятий отделяется от Уральского складчатого сооружения узким Ляминским прогибом.

На севере (за полярным кругом) фундамент бассейна погружается на глубину более 5 км, контур которой выделяет крупную Обско-Тазовскую синеклизу. В ее пределах погружаются Хантейская и Вахская антеклизы. От Мансийской синеклизы Обско-Тазовская отделяется небольшой седловиной. Обско-Тазовская синеклиза осложнена рядом меридионально ориентированных крупных валообразных поднятий (Гыданско-Уренгойский, Юбилейно-Варьеганский, Тазовский и др.).

На западе Обско-Тазовская синеклиза обрамляется рядом крупных сводов (Среднеямальский, Нурминский, Южно-Ямальский); на востоке через небольшую седловину она сливается с вытянутым в широтном направлении Енисейско-Хатангским прогибом, обрамленным на севере Таймырским выходом на поверхность герцинского фундамента. В западной части прогиба фундамент образует на юге небольшой Янгодо-Горбитский выступ, погребенное продолжение которого образует поперечное поднятие (глубина фундамента до 1500 м), отделяющее рассматриваемую часть Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна от восточнее расположенного потенциально нефтегазоносного Хатангско-Оленекского бассейна.

На крайнем юге бассейна располагаются несколько сравнительно изолированных небольших сводов и валов (Межовский, Старосолдатский, Вагай-Ишимский и др.), которые южнее погружаются в обширную Омскую синеклизу, а на юго-востоке - в Чулымо-Енисейскую. Все мегавалы, своды и впадины ЗС бассейна осложнены локальными поднятиями различных размеров. В среднем площади локальных поднятий составляют около 70 км², амплитуды достигают 90 м, причем в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов площади поднятий возрастают до 80-90 км², а на севере Хантейской и Вахской антеклиз - 200-250 км². Наименьшие размеры (40-50 км²) локальных поднятий отмечаются в пределах Северо - Сосьвинской зоны поднятий.

Вверх по разрезу, амплитуда локальных поднятий уменьшается, что

свидетельствует об унаследованном развитии пород осадочного чехла от выступа фундамента. Эта особенность строения характерна для всех структур первого порядка (мегавалы, своды, впадины), а для более мелких структур (3-4 порядка) бывают исключения.

В частности, на юге и в, центре бассейна

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

Палеозой Промежуточный комплекс. В кровле доюрского фундамента выявлены залежи нефти и газа.

Кора выветривания Зап. Сиб провинции.

Журнал «Г.н. и г.» №11-12, 1999г. стр. 22. «Формация коры выветривания в осадочном цикле ЗСБ».

ЗСнизм. В геологическом строении (отношении) представляет собой молодую плиту с гетерогенным складчатым основанием и слабодислоцированным мезо-кайнозойским чехлом. Формированию осадочного чехла предшествовал период длительного относительного тектонического покоя в условиях тёплого и влажного климата способствовавшего выравниванию расчленённого рельефа домезозойского фундамента, развитию физико-химических процессов выветривания и образованию формации коры выветривания

Определение понятия «кора выветривания» формулировалось многими учёными: Согласно К.В. Шанцеру (1986), под корой выветривания (КВ) мы понимаем «...часть поверхности покрова суши, сложенную топографическими не смещёнными продуктами гетерогенного изменения вещества материнских горных пород». Как отмечал в своей работе Г.А. Каледа, «...те же продукты, перекрытые отложениями более молодого возраста, образуют ископаемые коры выветривания, которые могут представлять интерес для геологов-нефтяников. В работах других учёных КВ характеризуется чётко выраженной вертикальной зональностью. Зоны характеризуются определённым набором происходящих в них процессов, минеральным новообразованием и, следовательно, физическими свойствами. Ю.П. Казанский считает целесообразным выделение двух типов кор: гидрослюдисто-каолинитового,

Юрский комплекс. Основной продуктивный верхнеюрский на территории Томской области.

Нижнемеловой комплекс. В центральной и северных частях Зап.Сиб. НГП является основным продуктивным

Ачимовская пачка. Журнал Геол. н. и г. № 3, 1990. стр. 26. статья о формировании клиноформ 1. Развитие песчаных образований ачимовской

толщи в существенной мере контролируется домеловыми палеодепрессиями различного масштаба и генезиса. 2. Песчаные тела в составе заполняющих депрессии клиноформных отложений, как правило, образуют замкнутые или полузамкнутые положительные структурные формы. В их формировании большую роль играют седиментационные и постседиментационные внутричехольные процессы. 3. Основными методами сейсмогеологического изучения склоновых отложений являются детальный структурный анализ и базирующиеся на его

результатах палеотектонические и палеогеографические реконструкции. Эти соображения

Нефтегазоносность.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОБЛАСТИ. ЗАПАДНО - СИБИРСКОЙ НГП

НГО - это часть нефтегазоносной провинции (НГП), или может выделяться в качестве самостоятельной. Как правило, НГО приурочена к крупным тектоническим элементам (краевой прогиб, свод, ступень, мегавал, впадина, зона поднятий или прогибов, и т. д.), обладающих сходным геотектоническим строением, историей развития, региональным распространением основных нефтегазоносных комплексов, получивших прогнозную оценку и имеющих разведанные запасы нефти и газа.

Для аналогичных территорий, не имеющих разведанных запасов нефти и газа, но обладающих прогнозной оценкой, свидетельствующей о значительных перспективах открытия месторождений, следует применять термин перспективная нефтегазоносная область.

Весь Западно-Сибирский НГБ разделен на два суббассейна: нефтегазоносный (НГСБ) и газонефтеносный (ГНСБ). Первый объединяет области неглубоких синеклиз и антеклиз, второй - глубоких синеклиз. Вместе с тем можно выделить территории взаимопроникновения двух суббассейнов, т. е. переходные от нефтегазоносных к газонефтеносным. Так, Верхнепурская НГО, связанная с Пурским желобом, переходящим к северу в Надым-Тазовскую глубокую синеклизу, характеризуется примерно равным соотношением ресурсов жидких и газообразных УВ; при этом нефтяные скопления тяготеют к юрским и неокомским, а газовые к апт-сеноманским горизонтам, Верхнепурская НГО включена в НГСБ из обоснованного предположения о преобладании жидких УВ над газообразными в еще недостаточно разведанных нижнемеловых и юрских комплексах.

В Приуральской НГО присутствуют газовые залежи (Березовский район) и нефтяные скопления (Шаимский район) в одном и том же стратиграфическом комплексе, вся эта область включена в НГСБ, так как ресурсы нефти в ней превосходят ресурсы газа. Кроме того, газовые скопления Березовского НГР предположительно вторичны: они образовались на неотектоническом этапе путем вытеснения и растворения нефтей первичных залежей. Ниже приводится краткая характеристика нефтегазоносных областей и некоторых районов Западно-Сибирского НГБ. Согласно принятой схемы нефтегазогеологического районирования в пределах ЗСНГП выделено 13 НГобластей и 23 НГрайона.

1. Ямальская газонефтеносная область
2. Гыданская нефтегазоносная область
3. Надым – Пурская газонефтеносная область
4. Пур-Тазовская газонефтеносная область
5. Приуральская нефтегазоносная область
6. Фроловская нефтегазоносная область
7. Среднеобская нефтегазоносная область
8. Каймысовская нефтегазоносная область
9. Васюганская нефтегазоносная область
10. Пайдугинская нефтегазоносная область
11. Усть-Енисейская газонефтеносная область

- 12. Карская газонефтеносная область
- 13. Прибортовые малоперспективные земли

1. Ямальская газонефтеносная область

Новопортовское, Харасавейское, Крузенштерновское, Бованенковское, Арктическое, Нурминское Харасавейское, Бованенковское, Малоямальское, Среднеямальское, Нейтинское, Южно-Тамбейское, Северо-Тамбейское.

Новопортовское-первая залежь выявлена на глубине 500метров. ПК-1 газ, ПК-12-газ+нефть. ПК-15-газ+нефть. Ю-1-1 нефть. Палеозой-газ. Мел1- ахская свита.- нефть.

2. Гыданская газоносная область Нижнемессояхский мегавал. (Антипаютинское газовое, Семаковское газовое). Напалковский мегавал-Геофизическое газовое, Гыданский свод- Гыданское газовое, Юрацкий свод-Утреннее Южно-Тамбейское, Северо-Тамбейское, Гыданское, Геофизическое, Утреннее,

3. Надым-Пурская газонефтеносная область

Танловская впадина –Надымское, Медвежий мегавал-Ныдинское, Медвежье, Пангодинское. Ямбургский мегавал-Ямбургское газовое, Харвутинское нефтегазовое Юрхаровский вал- Юрхаровское, Находкинское Танловский мегавал-Юбилейное, Ямсовейское, Северо-Комсомольское, Верхне-Пурпейское, Муравленковское,

Уренгойский мегавал-Северо-Уренгойское, Уренгойское газовое месторождение.

Уренгойское 25 залежей Дебит 6,5 – 7,9 млн.м3/сут. (ПК1-6, ПК21, АУ9, БУ1-2, БУ5, БУ8, БУ9-10-11, БУ12-14. БУ22.Ю-1 на гл. 3600м.

ПК1-6 –газовая залежь, на гл. 100-1250м. –пески слабосцементированные.

Пористость-27%, проницаемость-5600мд.

Самбургское, Восточно-Уренгойское

Северный свод – Комсомольское, Губкинское, Северо-Губкинское, Верхне-Пурпейский мегавал –Западно-Таркосалинское, Тарасовское.

Вынгапурский мегавал – Новогоднее, Вэнгапурское

Варьёганско-Тагринский мегавал Ярайнерское нефтяное, Тагринское нефтяное, Новомолодёжное нефтяное.

Варьёганский вал – Северо-Варьёганское, Варьёганское, Западно-Варьёганское, Вань-Ёганское.

4. Пур-Тазовская газонефтеносная область

Хадырь-Яхинская моноклираль. Заполярное нефтегазовое, Западно-Заполярное газовое, Тазовское, Восточно-Тазовское нефтегазовое.

Русско-Часельский мегавал-Русское нефтегазовое , Русское, Тазовское, сеноман, газ.

Русское, г+н. Блоки. На гл. 1000 м. залежь. ПК-1, ПК-6, А1.

, Южно-Русское, Кынское, Верхне-Часельское нефтегазовое, Усть-Часельское нефтегазовое.

Харампурская моноклираль- Харампурское нефтяное, Южно-Харампурское нефтяное.

5. Приуральская нефтегазоносная область

Берёзовская моноклираль - Березовское газовое месторождение

Шаимский мегавал- Шаимское нефтяное.

Шеркалинский мегапрогиб.

6. Фроловская нефтегазоносная область площадью 185 тыс. км² расположена западнее среднеобской и открыто 35 месторождений нефти и газа. красноленинский свод и ляминский вал и др. среднеляминский вал

а) *Казымский ГР* Верхнеполуйская моноклираль. (

.Сев.-казымское газовое месторождение пласт-литол экранир.песчаники нижняя средняя юра ю-6-7. Высота ловушки 130 м. глубина кровли пласта 2209 м. толщина пласта 4-15 м. ВНК –2170м, высота залежи 100 м. пористость 10-15 . Проницаемость 1-20 10 –15 м². Дебит 1000тыс м³/сут Давление пластовое –20, 34 Мпа. Т-ра пласт. 76 град. , Северо-Сотэ-Юганское газовое ю-2-3. Ю611-12.. Южно-Сотэ-Юганское газовое.

б) Юильский ПНГР

в) Красноленинский нефтегазоносный район

краснолен свод. Буровые работы в Красноленинском районе начаты в 1959 году.

При разбурировании Мало-Атлымской структуры было зафиксировано первое нефтепроявление района. В 1962 году открыто первое нефтяное месторождение.

Каменное. Вслед за ним открыт ряд новых Лорбинское нефтяное, Емъеговское нгк, Елизаровское нефтяное 1963 г. Пальяновское нефтяное 72 год.

Талинское нефтяное месторождение ингинское нефтяное 75 г.. Елизаровское

нефтяное. Лорбинское нефтяное.-66 г. Емъёговское.гальяновское нефтяное.82 г.

Новоендырское.нефт 77 г. талинское нефтяное.76 г. Сосновомысское нефтяное.75г.

Лебяжье. Газонфтяное.81г. Пальяновское нефтяное. 72 г.

Месторождения приурочены к куполовидным и брахиантиклинальным складкам,

Продуктивными являются ниже среднеюрские терригенные образования . одна-две залежи .

Талинское нефтяное месторождение

Находится в Октябрьском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Левобережье р. Обь. Ближайшим населённым пунктом является пос. Поляново в 50 км к юго-востоку от месторождения.

Талинское локальное поднятие выявлено сейсморазведочными работами в 1971-1972 г.г. в пределах Красноленинского свода. В 1976 году начаты поисковые работы на площади и первая пробуренная на площади скважина дала промышленный приток нефти дебитом 94 м³/сут на 6 мм штуцере из песчаников тюменской свиты ниже-среднеюрского возраста с глубины

Ю-2-4 с гл. 2482 м. Давл. 22,8 МПа

Залежь литологич. Экранированная, пористость 10-25%, прониц. 0,1-80 10-15. М2.

Залежи нефти шеркалинского горизонта (пласты ЮК 10-11) контролируются прогибом между выступами фундамента Талинского и Сев-Талинского поднятия, где эффективные толщины достигают 63 метра. К сводовым частям поднятия шеркал. Горизонта выклинивается. Пласты ЮК-10-11 распространены узкой полосой вдоль западного склона Краснолен. свода. Руковообразные залежи.

а) *Ляминский НР* Ханты-Мансийское нефтяное. Продукт. палеозой-нижняя-средняя юра. Ю-4.глуб палеоз. Залежи- 3060 м. Дебит нефти 302, 9 м³/сут. Давл 37,5 Мпа, Газ. Факт. 50. . (Среднеляминский вал) Декабрьское нефтяное. Верхнеляминское нефтяное Апрельское. Лыхминское нефтяное. Среднеязымское нефтяное. Стр.233.

д) *Тобольский НГР*. На территории Омской области. Тевризское газовое месторождение. Прирахтовское нефтяное

6. Среднеобская нефтегазоносная область

Среднеобская нефтегазоносная область наиболее полно изучена, с ней связано свыше 90% разведанных запасов нефти всей провинции. В состав области входят два района, контролируемые Сургутским и Нижневартовским сводами.

Сургутский район имеет площадь в 31 тыс. км². В целом в границах района главные нефтегазоносные подкомплексы, верхневаланжинский и готеривский. Однако в рамках отдельных зон, связанных с положительными структурами II порядка (куполами и валами), стратиграфическое размещение залежей не одинаково. В настоящее время в границах района обособлено семь зон: Чернореченская * (KV_2, h); Быстринская (Kh, b); Пойкинско-Балыкская (K, V_2, h); Лянторская ($K\text{лбр}$); Восточно-Сургутская (I_3); Ягунская ($7_3, Ki, b, Vi$); Холмогорская (KV_2, h).

Чернореченская, Пойкинско-Балыкская и Холмогорская зоны занимают площадь трех наиболее приподнятых вершин свода, в пределах которых частные структуры развивались наиболее энергично в неокоме и в апт-сеноманское время и занимали повышенное гипсометрическое положение в продолжение всего мелового периода. Здесь получили развитие относительно хорошо выдержанные по простиранию песчаные пласты верхнего валанжина и готеривского яруса (от БСю до ВСi), разделенные устойчивыми на площади и в разрезе глинистыми флюидоупорами.

Для Лянторской зоны характерно более молодое время роста складок (поздний яеоком) и активизация роста на позднеолигоцен-неогеновом этапе. Этим объясняется слабая выраженность в разрезе песчаных горизонтов валанжинского и готеривского ярусов и присутствие нефтегазовых и чисто газовых скоплений в пластах баррема (горизонты $AC_8—AC_9$ -ю). Восточно-Сургутская и Ягунская зоны расположены соответственно на восточном и северном склонах свода. Они отличаются вялым ростом локальных поднятий в раннемеловую эпоху и низким палеогипсометрическим положением брахиантиклинальных складок. Здесь преобладают скопления литологического и структурно-литологического типов в васюганской свите (верхняя юра) и в ачимовской толще (берриас-нижний валанжин).

Закономерности в распространении ачимовской толщи не изучены. Однако по небольшому числу скважин можно подметить увеличение мощности и площади развития проницаемых пород в межкупольных заливообразных понижениях и замещение глинами песчано-алевритовых пластов в сторону локальных поднятий и в целом в направлении к центру Сургутского свода. Распределение залежей по разрезу нефтяных и нефтегазовых месторождений Сургутского района иллюстрируется

Нижневартовский район занимает площадь в 34 тыс. км². Главные подкомплексы района — верхневаланжинский и барремский (вместе с пластом АВi — баррем-нижнеаптский). Здесь выделено шесть зон, среди которых самая богатая по запасам — Мегион-Самотлорская, контролируемая центральной куполовидной вершиной свода. Главные подкомплексы зоны — верхневаланжинский и баррем-нижнеаптский, запасы которых распределены примерно поровну.

На северном склоне свода расположена Ватьеганская зона (KV_2, b). Северо-восточная окраина свода относится к Варьеганекой зоне, связанной с одноименным валом и перемычкой, отделяющей этот вал от Самотлорского куполовидного поднятия. Главные подкомплексы здесь — верхнеюрский, верхневаланжинский и готеривский ($7_3 > K.iV_2, h$). На юго-западном склоне Нижневартовского сводового поднятия обособляется Локосовская зона $\{Kh\}$. Южный склон свода занимает Ермаковская зона, в пределах которой выявлено лишь одно месторождение с

непромышленной залежью в пласте АВ₂. Эта зона не разведана, в ее пределах предполагается присутствие структурно-литологических залежей в васюганской свите (верхняя юра). С субмеридиональным Ларьеганским валом, осложняющим юго-восточную часть свода, связана одноименная зона, в пределах которой открыты небольшие месторождения нефти с залежами в горизонте К)і (васюганская свита).

Общей закономерностью в размещении залежей по разрезу Нижневартовского района является расширение стратиграфического диапазона нефтегазоносное и концентрация скоплений по их запасам в пределах центральных, наиболее приподнятых зон. На склонах, как правило, продуктивны лишь юрские и берриас-нижневаланжинские отложения, в которых господствуют залежи литологического и структурно-литологического типов. Распределение нефтяных и нефтегазовых залежей по разрезу района иллюстрируется

а. Салымский НГР (Салымский свод, Юганская впадина, Ярсомовский мегапрогиб, Чупальская седловина, Колтогорский мегапрогиб, Тундринская впадина.

Салымское месторождение

б. Нижневартовский НГР (Северо-Вартовская моноклираль, Нижневартовский свод, Южно-Вартовская моноклираль,

Самотлорское нефтяное месторождение

в. Сургутский НГР (Северо-Сургутская моноклираль, Сургутский свод,

ШИРОТНОЕ ПРИОБЬЕ

Приобское месторождение является уникальным по запасам нефти в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции. Приобское нефтяное месторождение открыто в 1982г и разрабатывается ОАО "Юганскнефтегаз". В Юганском регионе Приобское месторождение является основным перспективным объектом. В общем объеме запасов ОАО «Юганскнефтегаз» доля Приобского месторождения составляет 37 % остаточных извлекаемых запасов и около 70 % новых неразбуренных запасов. В разрезе Приобского месторождения выявлены 5 залежей нефти, приуроченных к песчаным пластам мелового возраста. Объектом исследования специальной части дипломной работы, мною выбраны пласты АС₁₀-АС₁₂. Эти пласты содержат 50% от общих запасов Приобского месторождения. Характеризуются сложностью геологического строения и значительной изменчивостью емкостно-фильтрационных свойств как по площади так и по разрезу. Приобское нефтяное месторождение открыто в 1982г. "ГлавТюменьгеологией" в результате бурения и испытания разведочной скважины 151 пл.Салымская, в которой получен приток нефти дебитом 14,2м³/сут.

В административном отношении Приобское месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе Тюменской области в 65-и км к востоку от г. Ханты-Мансийска, и в 100 км к западу от г.Нефтеюганска. В непосредственной близости от Приобского месторождения расположены крупные, находящиеся в эксплуатации месторождения: Приразломное (на юго-востоке), Салымское (20 км восточнее) Правдинское (57 км на юго-восток)

Приобская структура располагается в зоне сочленения Ханты-мансийской впадины, Ляминского мегапрогиба, Салымской и Западно-Лемпинской групп поднятий (Рис. 2.2).

На Приобском месторождении этаж нефтеносности охватывает значительные по толщине отложения осадочного чехла от среднеюрского до готерив-барремского возраста и составляет около 1 км.

Непромышленные притоки нефти и керн с признаками углеводородов получены из отложений тюменской (пласты Ю₁ и Ю₂) и баженовской (пласт Ю₀) свит. Из-за ограниченного числа имеющихся геолого-геофизических материалов, модели строения залежей к настоящему времени не достаточно обоснованы.

Промышленная нефтеносность установлена в неокомских пластах группы АС, где сосредоточено более 90% разведанных запасов. Основные продуктивные пласты заключены между пимской и быстринской пачками глин. В составе продуктивных неокомских отложений выделено 9 подсчетных объектов: АС₇, АС₉, АС₁₀⁰, АС₁₀¹⁻², АС₁₁⁰, АС₁₁¹, АС₁₁²⁻⁴, АС₁₂², АС₁₂³⁻⁴

Все залежи нефти являются литологическими или литолого-стратиграфическими и относятся к категории сложнопостроенных (Табл.2.3.). Характерна резкая изменчивость литолого-физических свойств пород-коллекторов, как по разрезу, так и по латерали, что обусловлено условиями их формирования в краевой части палеошельфа и склона аккумулятивной террасы. Области развития песчаных тел практически не контролируются современным структурным планом. Продуктивность неокомских отложений Приобского месторождения определяется наличием в разрезе проницаемых пластов-коллекторов. Все это обусловило очень сложное геологическое строение песчано-алевролитовых тел, которое затрудняет интерпретацию геолого-геофизических данных, оценку фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и их насыщение.

Залежи нефти горизонтов АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂ представляют собой замкнутые линзовидные тела, полностью заполненные нефтью, о чем свидетельствует отсутствие пластовой воды при многочисленных испытаниях скважин.

7. Каймысовская нефтегазоносная область

Каймысовская нефтегазоносная область (7₃) связана с двумя сближенными сводами — Верхнедемьянским и Каймысовским, составляющим южную часть Хантейской антеклизы. Общая площадь области — 32 тыс. км², главный продуктивный подкомплекс — верхнеюрский.

В пределах *Верхнедемьянского района* открыто четыре нефтяных месторождения: Тайлаковское (№ 60, см. рис. 50) с залежью в пласте КЬ, Урненское и Усановское (№ 62 и 63) с залежами в горизонте К₁ и Ай-Яунское (№ 61), в котором получен приток нефти из кровли покурской свиты (сеноман). Ай-Яунское месторождение мелкое по запасам. Нефть по составу тождественна нефтям Тазовского и Русского нефтегазовых месторождений (плотность 0,963 г/см³, начало кипения 247° С, по составу фракции 250— 445° С нефть ароматически-нафтеновая. Нефти неокома имеют плотность 0,8—0,87 г/см³, по составу они нафтеново-метановые.

Факт получения нефти из сеноманского резервуара в области, где апт-сеноманский комплекс неперспективен, свидетельствует о том, что процессы нефтегазообразования в нем протекали не только в северных, но и в центральных районах, хотя, вероятно, и менее энергично.

Отсутствие в Среднем Приобье промышленных скоплений выше неокома (за исключением небольшой залежи газа в сеномане на Варьеганской площади) объясняется неблагоприятными структурными факторами: по верхнемеловым горизонтам очень многие ловушки, существующие в юрских и неокомских отложениях, не выражены либо имеют ничтожную амплитуду. Залежи Урненского и Усановского месторождений структурно-литологические и связаны с

выклинивающимися к вершинам куполов верхнеюрскими базальными песчаниками. Разрез отложений верхнего валанжина-баррема в описываемом районе относится к четвертому формационному классу, что не благоприятствовало аккумуляции нефти в структурных ловушках.

На *К.аймысовском* своде открыто семь нефтяных месторождений. Все они однозалежные (пласт Ю] васюганской свиты). На карте (см. рис. 50) месторождения района обозначены номерами от 64 до 70 включительно.

Границы *Васюганской области* (7₃) определяются контурами региональной зоны поднятий, которая протягивается с севера на юг и юго-восток (в форме дуги, выпуклой к западу) на 500 при средней ширине 100—120 км. Область состоит из трех районов, контролируемых сводами.

Первомайское
Игольско-Таловое или Крапивинское

9. Васюганская нефтегазоносная область

АЛЕКСАНДРОВСКИЙ нгр

Александровский район. Площадь района 18 тыс. км². Здесь открыто девять нефтяных и одно нефтегазовое (табл. 6) месторождение. Как видно из таблицы, главным продуктивным подкомплексом района является верхнеюрский.

Аномально высокий этаж нефтеносности установлен на Северной (Охтеурьевской) площади, где притоки нефти были вызваны при испытании горизонтов ВВ_е, БВ_ю, и, БВ₇, газа — из пластов ВВ_с, АВ₄, s, ПКлб и И₂, з [50]. Но в отличие от остальных месторождений района на Охтеурьевской площади отсутствует нефть в пластах юрского комплекса. Все выявленные залежи в меловых отложениях очень мелкие, промышленного значения не имеют. Образование скоплений нефти в нижнемеловых горизонтах можно связывать только с процессами перетока из юрской толщи по разрывным нарушениям. В результате перетока была разрушена залежь в пласте Ю_в. Залежи газа в покурской и ипатовской свитах (пласты FKis, И₂, з), вероятно, образовались во вмещающих толщах в процессе активного роста ловушки в олигоцен-неогеновое время.

Средневасюганский НГР

Средневасюганский район. Площадь района 8,5 тыс. км². В его пределах открыто пять нефтяных, одно нефтегазоконденсатное и два газоконденсатных месторождения (табл. 7). Главный продуктивный подкомплекс — верхнеюрский.

Парабельский НГР

Пудинский НГР

Казанский НГР

Арчинское газоконденсатнонефтяное месторождение открыто в 1984 г.

Находится в Парабельском районе на юге Томской области. в 60 км на югозапад от г. Кедрового. В бассейне реки Чижалка, притока реки Васюган.

Впервые Арчинская структура выявлена сейсморазведочными работами МОГТ в 1980-81г.г. как Арчинский перегиб между Урманским и Нижнетабаганским поднятиями по отражающему сейсогоризонту Ф-2 (подошва осадочного чехла).

Последующими Залежь нефти с газовой шапкой массивного типа приурочена к карбонатному выступу доюрского фундамента. Глубина залегания кровли залежи 3012-3115 м, высота залежи в своде структуры до 100 м, на периферии до 40 метров. Высота залежи полностью не установлена (не вскрыт фактический ВНК). Условный ВНК на отметке- 3002 м. ГНК на отметке- 2941 м.

Урманское Казанское

10. Пайдугинская нефтегазоносная область

11. Усть-Енисейская газонефтеносная область

Усть-Енисейская нефтегазоносная область выделяется на северо-востоке Западно-Сибирской провинции в пределах Красноярского края и частично Тюменской области. Она включает Усть-Енисейскую впадину и осложняющие ее мегавалы, валы и куполовидные поднятия.

На западе и юго-западе Усть-Енисейская область граничит с Пур-Тазовской, а на северо-западе с Карской предполагаемой нефтегазоносными областями. На Западе естественным ограничением является появление кузнецовской покрывки и переход суходудинского комплекса в кузнецовский и усть-тазовский комплексы. На севере и юге территория ее переходит в малоперспективные земли. На востоке по оси Янгодо-Горбитского поперечного поднятия она отделяется от Хатангской нефтегазоносной области Восточно-Сибирской провинции.

Особенностью разреза мезозойско-кайнозойского платформенного чехла является преобладание континентальных и прибрежно-морских отложений, наличие мощной опесчаненной толщи суходудинского комплекса и отсутствие регионально выдержанных покрывок в преимущественно песчаных отложениях меловой и палеогеновой систем. Общая мощность осадочного чехла здесь изменяется от 2000-2500 до 6000-8000 м.

Усть-Енисейская область подразделяется на семь районов, из которых промышленная газоносность доказана в Нижнехетском, Мессояхском и Рассохинском.

В Усть-Енисейской области открыты газовые залежи в большехетском, мегионском и суходудинском комплексах. Преобладают однозалежные, реже многозалежные месторождения.

В суходудинском комплексе выявлены залежи газа, приуроченные к антиклинальным структурам, пластовые сводовые и массивные малодобитные и среднедобитные, с коллекторами порового типа.

В мегионском комплексе распространены залежи газа, контролируемые антиклинальными структурами, пластовые сводовые, средне

Самотлорское нефтегазовое месторождение (рис. 00) крупнейшее в Западной Сибири и находится в Нижневартовском районе Ханты - Мансийского автономного округа Тюменской области в 15 км от г. Нижневартовска. Открыто в 1965г., разрабатывается с 1969 г. Расположено в центральной части Нижневартовского свода в пределах Тарховского куполовидного поднятия, которое объединяет Самотлорскую, Мартовскую, Северо-Самотлорскую,

Белозерную и Черниговскую структуры третьего порядка. Все они оконтурены изогипсой -2350-2475 м и имеют амплитуду порядка 50-100 м. В целом Самотлорское куполовидное поднятие по замыкающей изогипсе - 2220 м имеет размеры 32 x 40 км, амплитуду 150 м. В геологическом строении Нижневартовского свода принимают участие породы доюрского фундамента, мезо-кайнозойских терригенных отложений, платформенного чехла. В разрезе чехла выделяются юрские, меловые, палеогеновые и четвертичные образования. На Самотлорском месторождении геологический разрез характеризуется широким диапазоном нефтегазоносности и значительным количеством продуктивных горизонтов. На месторождении выявлено 19 залежей нефти, в том числе одна с газовой шапкой. Продуктивны породы готерива-баррема и валанжина, залегающие на глубинах 1750-2230 м. Готерив-барремская продуктивная толща, заключающая основные запасы нефти месторождения, представлена частым чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов, характеризующихся неоднородным строением и значительной литологической изменчивостью, как по площади, так и по разрезу.

В толще выделяется до пяти отдельных песчаных пластов (АВ₁-АВ₅), из которых выдержанными являются три пласта. Эти же пласты обладают наилучшими коллекторскими свойствами. Общая мощность готеривско-барремской продуктивной толщи 120-160 м, эффективная - 40-100 м, Все нефтеносные пласты этой толщи гидродинамически связаны между собой и поэтому образуют крупную сводовую залежь массивного типа. Высота ее около 100 м. Все отдельные продуктивные горизонты имеют единый водонефтяной контакт. Особенность залежи - наличие газовой шапки (высотой до 40 м), что на нефтяных месторождениях центральной части Западной Сибири явление редкое. Пластовое давление залежи 17,0-21,5 МПа. В разрезе валанжина выделяется ряд песчаных пластов, из которых основными являются пласты БВ₈ и БВ₁₀. Общая мощность пласта БВ₈ 40-50 м, эффективная 17-33 м, пласта БВ₁₀ - соответственно 20-30 и 2-30 м. Залежи нефти этих пластов являются пластовыми сводовыми. Водонефтяной контакт залежей имеет наклонный характер (с запада на восток), что, видимо, связано с линзовидным строением пластов и значительным ухудшением их коллекторских свойств. Пластовое давление в залежах 22 МПа, дебиты нефти 250-450 м³/сут. Нефти характеризуются преимущественно средней плотностью (0,8540,901г/см³) и являются сернистыми. Содержание серы 0,8 - 1,9%. Нефти мало парафинистые, с содержанием парафина 1,9 - 5,3%.

элекТОМСКнефть

Административное и географо – экономическое положение Томской области. Геолого -геофизическая изученность Томской области за последние 50 лет, в течение которого открыто более 120 месторождений нефти и газа. Все они находятся в западной части Томской области, а на востоке не выявлено ни одного месторождения. Пробурено 14 параметрических (в том числе опорные Колпашевская, Нововасюганская и др.) скважин, самая глубокая из них Вездеходная скважина № 4 – 5005 метров на востоке Томской области. Характеристика

Среднеобской, Каймысовской, Васюганской Пайдугинской НГО, которые частично находятся на территории Томской области. Стратиграфический диапазон нефтегазоносности преимущественно верхнеюрский и нижнемеловой, с песчаными пластами которых связаны залежи нефти и газа. Индексация пластов на месторождениях Томской области увязана и коррелируется с сопряжёнными территориями соседних областей ЗСП. Особенности геологического строения «промежуточного комплекса» фундамента, в связи с его нефтегазоносностью. Характеристика следующих месторождений: Советское, Вахское, Мыльджинское, Северо-Васюганское, Чкаловское, Первомайское, Двуреченское, Игольско –Таловое, Арчинское, Урманское, Калиновое, Нижнетабаганское, Герасимовское, Казанское. Возраст, литологический состав, ёмкостно-фильтрационные свойства промышленно-продуктивных отложений на этих месторождениях. Особенности строения: наунакской и васюганской свит; горизонта Ю-1-верхнеюрского возраста; песчаных пластов Б₁₆₋₂₀ «ачимовской пачки» нижнего мела, вмещающих залежи нефти и газа. Типы ловушек и типы залежей по морфологии и характеру насыщающего флюида. Характеристика запасов УВ, современное состояние добычи и транспортировки УВ сырья. Перспективы востока Томской области связаны с нижнепалеозойскими и венд -рифейскими осадочными породами промежуточного комплекса фундамента.

В орографическом отношении

Первые сведения о наличии нефти

Открыто свыше 120 месторождений

Границами рассматриваемой территории

Основные черты геотектонического строения

Структурные этажи

Нижний структурный этаж

Средний структурный этаж объединяет отложения

Верхний структурный этаж

Геотектоническое районирование

Тиманская антеклиза представляет систему

Печорская синеклиза является крупнейшей отрицательной структурой северо-востока Русской платформы и располагается –

Другой характерной особенностью современного структурного плана

мегавал - крупное горст - антиклинальное сооружение, разделяющее Денисовскую и Хорейверскую впадины. Размеры мегавала 350x50 км, амплитуда 1000-1200 м. Его борта осложнены дизъюнктивами

В целом для Ижма-Печорской впадины характерно развитие пликативных пологих дислокаций брахиантиклинального и куполовидного типов, при почти полном

отсутствии. тектонических нарушений в осадочном чехле. Большинство структур небольшие по размерам (до 8-15 км в длину) и

Геологическая история развития

Наиболее крупные структуры Средневасюганского мегавала – Мыльджинская и Северо-Васюганская, к которым приурочены основные в провинции газоконденсатнонефтяные местоскопления, располагаются в юго-восточной и северной его части и имеют различное строение.

Нефтегеологическое районирование

В пределах Томской области находятся следующие НГО.

На территории Среднеобской НГО в Томской области открыто 7 нефтяных месторождений.

Среднеобская нефтегазоносная область. (юго-восточный склон Нижневартовского свода).

Советское нефтегазовое J

Малореченское (J₃ -Ю₁¹), 1 залежь

Стрежевское

Алёнкинское

Матюшкинское

Квартовое

Хвойное нефтяное (J₃ -Ю₁¹), 1 залежь

Каймысовская НГО Каймысовский НГР (восточная часть Каймысовского свода)

Первомайское нефтяное, J

Катыльгинское

Двуреченское, нефтяное J

Крапивинское нефтяное

Нюрольский НГР

Игольско - Таловое нефтяное , J

Васюганская НГО.

В состав Васюганской НГО на территории Томской области входят следующие нефтегазоносные районы: Александровский, Средневасюганский, Пудинский и Межовско - Калгачский НГР.

Васюганская НГО, Александровский НГР (южная часть Александровского мегавала)

Вахское нефтяное, J

Северное газонефтяное,

Южно-Охтеурское нефтяное

Горстовое нефтяное J

Васюганская НГО, Средневасюганский НГР (Средневасюганский мегавал)

Северо-Васюганское газоконденсатное (J

Мыльджинское газоконденсатнонефтяное J

Средневасюганское нефтяное J

Средненюрольское нефтяное J

Верхнесалатское газонефтяное J

Южно-Мыльджинское J

Речное газоконденсатное PZ

Чкаловское газоконденсатнонефтяное (PZ J

Пудинский НГР (Пудинский мегавал, юго-восточная часть Нюрольской впадины)

Лугинецкое газоконденсатнонефтяное

Останинское

Герасимовское газоконденсатнонефтяное , PZ

Казанский НГР

Калиновое газоконденсатнонефтяное, PZ J

Нижнетабаганское газоконденсатнонефтяное, PZ J

Межовско -Калгачский НГР.

Арчинское газоконденсатнонефтяное, PZ

Урманское газоконденсатнонефтяное, PZ

Пайдугинская нефтегазоносная область, Усть-Тымский нефтегазоносный район
(Усть-Тымская впадина)

Пайдугинская НГО

В состав Пайдугинской НГО на территории Томской области входят следующие нефтегазоносные районы: Усть-Тымский, Парабельский, Куржинский, Бакчарский, с общей площадью 89071 км².

В Пайдугинской НГО открыто 5 нефтяных месторождений: Чкаловское, Соболиное, Гураринское, Линейное, Киев-Ёганское, Вартовское,

Чкаловское нефтяное месторождение.

Открыто в 1977 году. По состоянию на 1.01.2005г. всего пробурено 15 поисково-разведочных скважин. Расположено в Александровском районе на севере Томской

области.

Чкаловское локальное поднятие выявлено в 1968 году и подготовлено под глубокое бурение в 1975 году сейсморазведочными работами МОГТ. По отражающему горизонту II-а (подошва баженовской свиты) поднятие представляет собой крупную антиклинальную складку, оконтуренную изогипсой – 2500 м, площадью 121 км² и амплитудой 85 м. По отражающему

Горстовое нефтяное месторождение открыто в 1988 г. и находится в Александровском районе на севере Томской области.

В тектоническом плане приурочено к южной периклинальной части Охтеурского вала – структуры II порядка, осложняющей центральную часть Александровского мегавала. Горстовая структура была выявлена и подготовлена к поисковому бурению сейсморазведочными работами МОГТ Томским геофизическим трестом в 1980 г. Плотность сети сейсмических профилей (около 1 пог. км на 1 км² площади).

В 1987 г. Горстовая площадь введена в глубокое поисковое бурение Александровской нефтегазоразведочной экспедицией, входящей в состав ПГП «Томскнефтегазгеология». В этом же году была пробурена и в 1988 г. испытана в колонне параметрическая скважина Р-90.

Первооткрывательницей месторождения является параметрическая скважина 90, пробуренная в своде южного купола Горстовой структуры. Скважиной установлена аномально высокая степень песчаности большей части разреза васюганской свиты и получены промышленные притоки нефти из горизонта Ю₁. Продуктивными являются пласты Ю₁¹ и Ю₁³ верхневасюганской подсвиты верхнеюрского возраста, литологически представлены песчаниками мелкозернистыми, средней крепости. При испытании пласта Ю₁¹ в скважине 90 получен приток нефти дебитом 8,1 м³/сут. на динамическом уровне 975 м. При испытании пласта Ю₁³ в этой же скважине получен приток нефти дебитом 4,2 м³/сут на динамическом уровне 867 м.

В 1989 г. пробурена скважина Р-91. Установлена глинизация песчаников и ухудшение коллекторских свойств песчаных пластов горизонта Ю₁, но при испытании в колонне притоки нефти все же получены. На расстоянии 3,2 км к юго-западу от скважины Р-91 в 1990 г. пробурена скважина Р-92. Здесь песчаные пласты горизонта Ю₁ также имеют низкие значения ФЕС, но по керну отмечены нефтепризнаки.

Продуктивными являются пласты Ю₁¹ и Ю₁³ верхневасюганской подсвиты верхнеюрского возраста, литологически представлены песчаниками мелкозернистыми, средней крепости.

При испытании пласта Ю₁¹ в скважине 90 получен приток нефти дебитом 8,1 м³/сут. на динамическом уровне 975 м. При испытании пласта Ю₁³ в этой же скважине получен приток нефти дебитом 4,2 м³/сут на динамическом уровне 867 м.

С учетом бурения и испытания скважины 90 произведен в 1988 году впервые подсчет запасов нефти по пластам Ю₁¹ и Ю₁³

Водонефтяной контакт в залежах не установлен. Запасы категории С₁ подсчитаны по пласту Ю₁¹ пределах а.о. - 2232 м (подошва пласта в скв.90). По пласту Ю₁³ за поверхность раздела нефть - вода принята подошва интервала перфорации на а.о. - 2252 м. Горстовое месторождение по запасам нефти относится к категории мелких.

Северное месторождение в административном отношении находится в Александровском районе на севере Томской области и одновременно своей северной частью на территории Тюменской области.

В пределах Александровского свода, к которому приурочено Северное месторождение, нефтегазоносность установлена в диапазоне отложений юрского и мелового возраста.

К настоящему времени в пределах свода открыто четыре нефтяных (Вахское, Чебачье, Проточное, Кондаковское) месторождения и одно нефтегазовое - Северное.

По результатам бурения и испытания скважин предполагаемый этаж нефтегазоносности составляет 1770 м. Он включает часть разреза от ипатовской до наунакской свиты.

Горизонт Ю-I. Признаки нефтеносности по керну были обнаружены в скважинах 106, 201, 204, 211, 412. Однако при испытании этого горизонта во всех скважинах были получены притоки минерализованной воды.

Ачимовская пачка (пласт Б₁₆₋₂₀). Признаки нефтеносности отмечены по керну в скважине 105. В скв. 103 при испытании пачки в интервале 2066,0 - 2073,0 м получен приток воды дебитом 0,8 м³/сут. с пенкой нефти на динамическом уровне 743,0 м.

Пласты группы Б₁₀₋₁₅. Признаки нефтегазоносности по керну отмечены в скважинах 201 и 204. При испытании пластов в этих скважинах получены незначительные притоки пластовой воды без признаков нефти.

Пласт Б₉. Основной нефтяной пласт на месторождении, был испытан в 29 скважинах. Пласт Б₉ на глубинах от 1836,8 до 2326,0 м. Общая толщина пласта изменяется от 12,0 м до 48,2 м., эффективная от 0 до 15,1 м, нефтенасыщенная от 0 до 15,1 м.

Пласт Б₉ прослеживается по всему месторождению. Его толщина и коллекторские свойства улучшаются в восточном направлении. Судя по материалам ГИС, керну, испытанию скважин и структурным построениям, на северном блоке месторождения пласт Б₉ является водоносным.

На южном блоке пласт испытан в 6 скважинах. Скважина 202 расположена за контуром нефтеносности, остальные скважины дали притоки нефти дебитом до 73,2 м³/сут. на 8 мм штуцере.

ВНК по этому блоку проводится по данным испытания скважины 203, где при испытании интервала пласта на абсолютных отметках 1857,0 - 1900,0 м. была получена чистая нефть без признаков воды дебитом 1,9 м³/сут.

Испытание скважины 207 в интервале 1869,0 - 1872,0 м дало приток пластовой воды с пленкой нефти дебитом 1,6 м³/сут. На восточном блоке пласт был испытан в 12 скважинах. Здесь везде была получена чистая нефть без признаков воды. Нефть имеется в своем составе растворенный газ, причем газовый фактор закономерно увеличивается к более возвышенным частям структуры. ВНК проводится на абсолютной отметке минус 1832 м по 208 скважине, где из интервала испытания на абсолютной отметке минус 1817,7 - 1832,1 м. был получен приток нефти 7,7 т/сут.

На Северном месторождении залежи нефти также связаны с другими песчаными пластами: Б₀₋₁, Б₂, Б₃, Б₄, Б₇, А₁, А₂, А₃, А₄, А₅, А₆, А₉₋₁₂, ПК₁, ПК₇, ПК₈, ПК₉, ПК₁₁, ПК₁₂, ПК₁₃, ПК₁₄, ПК₁₅, ПК₁₆, ПК₁₇, ПК₁₈₋₂₀.

Самая верхняя залежь в разрезе Северного месторождения выявлена в песчаниках слабосцементированных ипатовской свиты. В скважине 103 в интервалах 425-443 м и 396-407 м получен фонтан газа с водой дебитом 5,4 тыс. м³/сут. В скважинах 205, 206, 207 песчаники ипатовской свиты оказались водонасыщенными по результатам испытания в эксплуатационной колонне.

Средневазюганское нефтяное месторождение. Расположено в среднем течении р. Вазюган, на её левом берегу, 000км от пос. Средний Вазюган. В административном отношении находится в Каргасокском районе на западе Томской области. Месторождение открыто в 1965 году бурением поисковой скважины 5 Приурочено к антиклинальной структуре почти широтного простирания и осложняе

На территории Среднеобской НГО в Томской области открыто 7 нефтяных месторождений, крупнейшим из них является Советское. На всех из них залежи УВ Советское нефтяное месторождение открыто в 1962 г. Большая часть его площади находится в Александровском районе на северо-западе Томской области, меньшая площадь – в Нижневартовском районе Тюменской области. В 15 км от месторождения расположен базовый г. Стрежевой, Работы по разработке Советского месторождения осуществляет НГДУ «Стрежевой нефть»«Томскнефть»

Лугинецкое ГКН
Казанское ГКН

Игольско-Таловое нефтяное
Вахское нефтяное
Двуреченское нефтяное

Нефтегазоносные провинции древних платформ. Восточно-Сибирская платформа. Лено –Тунгусская НГП, Лено –Вилуйская НГП, Енисейско – Анабарская газонефтеносная провинция.

Эти провинции в административном отношении охватывают Красноярский край, Иркутскую область и Якутию. Самая древняя Восточно-Сибирская платформа имеет площадь около 4 млн. км². Абсолютный возраст архейского –протерозойского фундамента почти 400 млрд. лет. Границами платформы являются разновозрастные складчатые сооружения. На юге и юго-западе архейские сооружения Восточных Саян, на юго-востоке Байкальская складчатая страна, на северо-востоке - Верхоянское мезозойское складчатое сооружение. Западная граница платформы принята по кембрийским складчатым сооружениям (Енисейский кряж и Туруханское поднятие). В настоящее время многие учёные считают, что западная граница проходит к западу от Енисея на 300 км по глубинному разлому. На севере по Таймырской депрессии.

Разрез осадочных отложений, выполняющий рассматриваемый бассейн, включает два основных структурных этажа. Нижний слагается ниже- и среднепротерозойскими терригенными породами большой мощности. Второй этаж начинается с карбонатно -терригенных отложений вендского возраста, далее следуют кембрийско -нижнекаменноугольные карбонатно-терригенные породы, а выше - каменноугольные, пермские и нижнетриасовые отложения, выделяемые в тунгусскую серию. Последняя слагает с поверхности Тунгусскую синеклизу и представлена туфо -лавовыми породами (туфы, туффиты, базальты) нижнего триаса мощностью-до 1500 м и промышленно угленосными свитами. Мощность второго этажа меняется от 4-6 км во впадинах, до 3-4 км на поднятиях.

Разрез отложений сильно насыщен трапповыми (габбро-диабазы) пластовыми интрузиями большой мощности, значительно развитыми по площади и многочисленными дайками. Зона сгущения траппового магматизма, связанная с глубинными разломами, образует крупное кольцо, обрамляющее собственно Тунгусскую синеклизу. Насыщенность траппами весьма неравномерна. Структурный основной план Восточно-Сибирского бассейна определяется крупными впадинами (выявленными геофизическими исследованиями), кристаллический фундамент которых погружен на глубину более 6 км. Региональные нефтегазоносные комплексы и горизонты имеют нижнекембрийский и вендский возраст.

Изложенное в рабочей программе современное нефтегазогеологическое районирование Восточно-Сибирской платформы на провинции и области предложили учёные в 80-х годах XX века (Семенович В.В., Конторович А.Э., Дикенштейн Г.Х.). В пределах Восточно-Сибирской платформы выделено три нефтегазоносных провинции:

ЛЕНО-ТУНГУССКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

В составе **Лено -Тунгусской НПП** выделены: Северо-Тунгусская и Южно-Тунгусская перспективные НГО, Анабарская ПНГО, **Байкитская НГО**, **Катангская НГО**, Западно-Вилюйская ПНГО, Присяяно-Енисейская ПНГО, **Непско-Ботуобинская НГО**, (Приленский НГР, Непский НГР, Ботуобинский НГР, Вилючанский НГР), Северо-Алданская ПНГО, **Ангаро-Ленская НГО**; Турухано - Норильский самостоятельный нефтегазоносный район, где на ряде площадей (Сухотунгусская, Володинская, Летнинская) выявлены нефтепроявления в карбонатных отложениях нижнего кембрия и венда.

Для осадочного чехла характерно широкое развитие несогласий, мощных соленосных толщ, а также интрузивных и эффузивных пород (траппы) верхне-пермско-триасового и девонского возраста. Возраст продуктивных терригенно-карбонатных отложений нижний кембрий-венд.

Байкитская НГО

Куюмбинское нефтегазовое, карбонатные отложения верхнего рифея. Юрубчено-Тохомское газовое, верхнерифейские карбонатные отложения. Оморинское газовое, песчаники венд- нижнекембрийские (оскобинская и катангская свиты). Красноярский край.

Катангская НГО

Собинское нефтегазоконденсатное, венд-нижнекембрийские песчаники ванаварской свиты. Красноярский край.

Непско-Ботуобинская НГО,

Марковское нефтегазоконденсатное, Ярактинское нефтегазоконденсатное, Аянское газоконденсатное, Верхнечонское нефтегазоконденсатное, в Иркутской области. Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное (карбонаты нижнего кембрия - осинский горизонт и песчаники ботуобинского горизонта). Верхневиллючанское газовое (12 блоков, карбонаты венд-нижнего кембрия) в Якутии.

Ангаро-Ленская НГО

Братское, Атовское газоконденсатные месторождения (песчаники венд-нижнего кембрия) в Иркутской области.

С месторождениях газы в купольных условиях подаются в атмосферу. В Хатангской седловине преобладают метановые газы (метана до 90 и 95%), с глубиной доля гомологов метана возрастает до 10-12%.

архейского в Хатангской седловине, до байкальского на большей части территории, верхнепермско - нижнетриасового вдоль Таймырского мегантиклинория. Осадочный чехол сложен породами от рифея, до мезозоя, его мощность 8-14 км в центральных частях впадин и 5-6 км по бортам. На долю терригенных мезозойских образований приходится 60% разреза –7,9 км (от мощности) отложений Енисейско -Хатангского прогиба.

Первое газонефтяное месторождение Южно – Тигинское – открыто в 1948 году в нижнепермских отложениях. В 60 -е годы прошлого столетия были выявлены газовые и газоконденсатные месторождения: Нижнехетское (1965г.), Зимнее и Мессояхское (1966 г.), Джангодское (1967 г.) и др., а в 1975-1976 г.г. Балахнинское и Дерябинское. Всего в пределах провинции учтено 14 месторождений, в составе которых 35 залежей УВ. Промышленная нефтеносность приурочена к отложениям верхней перми, юры и нижнего мела.

Среди нефтей пермских отложений есть очень легкие (0,76 г/см³), очень тяжелые (0,985 г/см³), высокосернистые (серы до 4,5 %) и высокосмолистые (смола 24 %). Преобладают нефти метано-нафтенового типа. Нефти нижнемеловых отложений изменяются от тяжелых (0,90-0,92 г/см³), высокосмолистых (смола до 20 %), с содержанием серы 0,2-1 % , на небольших глубинах до легких и средних (0,8-;0.87 г/см³), малосмолистых с содержанием парафина 3-9% на больших глубинах.

Газовые конденсаты юрских и меловых пород имеют плотность от 0,73 до 0,84 г/см³, начало кипения от 38 до 156° С. По углеводородному составу газовые конденсаты юрских отложений метановые, меловых- метано -нафтеновые.

Перспективы газоносности связываются с юрскими и меловыми отложениями Танамско – Малохетского мегавала, где возможно выявление нефтяных оторочек на газоконденсатных залежах. Пермские отложения перспективны в пределах Хатангской седловины.

В составе **Енисейско -Анабарской ГНП** выделены: Енисейско-Хатангская ГО, Лено-Анабарская НГО, Анабарско-Хатангская ПГНО.

Енисейско-Хатангская ГО

Пеляткинское газовое (6 залежей в нижнем меле, песчаники долганской и суходудинской свит);

Северо-Солёнинское, Южно-Солёнинское, газоконденсатные (песчаники, алевролиты нижнего мела, яковлевская свита);

Мессояхское газовое (песчаники алевролиты верхнего мела, долганская свита)

Казанцевское газовое (песчаники нижнего и верхнего мела, суходудинской и наоновской свит).

Балахнинское газовое (песчаники, средняя юра, вымская свита);

Дерябинское газоконденсатное (песчаники, верхняя юра-нижний мел, дерябинская свита);

Нижнехетское газовое (песчаники, верхняя юра, сиговская свита)

ЕНИСЕЙСКО - АНАБАРСКАЯ ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Енисейско -Анабарская газонефтеносная провинция

(ГНП) приурочена к Енисейско-Хатангскому региональному прогибу, Лено- Анабарскому мегапрогибу и Хатангской седловине. Фундамент

неоднородный: от древнего

Лено-Анабарская НГО Красноярский край.

Нордвигское газонефтяное (песчаники среднего триаса, ладинский ярус);

Южно-Тигинское газонефтяное (песчаники нижнепермского возраста)

Анабарско – Хатангская ПНГО На склоне Анабарского свода выявлены асфальтовые битумы, которые формируют крупные скопления (Восточно-Анабарское месторождение в пределах Оленекского свода. Куойкское, Солоолийское и др. Скопление битумов выявлено в средне-верхне -кембрийских отложениях Шологонцевской зоны поднятий и Оленекского свода.

ЛЕНО - ВИЛЮЙСКАЯ ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Лено - Вилюйс:кая ГНП связана с Вилюйской гемисинеклизой и Предверхоаянским краевым прогибом, занимает площадь 280 тыс. км² и находится на территории Якутии. Архейско-нижнепротерозойский фундамент опущен в центральной части гемисинеклизы на 6-12 км, на востоке надвинут на Предверхоаянский краевой прогиб. Верхнепротерозойско-фанерозойский осадочный чехол мощностью более 10 км представлен терригенными образованиями.

Изучение провинции началось на рубеже 40-50-х гг. Первое газовое месторождение открыто в 1956 г. на Усть- Вилюйской площади. В настоящее время в провинции выявлено восемь месторождений. Промышленная газоносность установлена в отложениях от верхней перми до юры. Месторождения провинции содержат

Газонефтепоисковые работы в провинции ведутся с 1950 г. В результате открыты 11 газовых и газоконденсатных месторождений: Усть-Вилюйское, Средневилюйское, Мастахское, Неджелинское и др.

В Лено-Вилюйской ГНП выделяются две газонефтеносные области: Хапчагайская и Линденская и Предверхоаянская субпровинция переходного типа.

Все газовые и газоконденсатные месторождения открыты в основном в Хапчагайской ГНО. Лишь Усть - Вилюйское месторождение в Предверхоаянской субпровинции.

Среднетюнгское газоконденсатное месторождение расположено в 120 км к северу от г. Вилюйска. Открыто в 1976 г., разрабатывается с 1977 г. Приурочено к одноимённому поднятию в пределах Лонглорского вала, осложняющего северо-западный борт Вилюйской синеклизы. Размеры структуры 30х4 км, амплитуда свыше 200 м. Скважинами вскрыт разрез четвертичных, меловых, юрских, триасовых, пермских и среднепалеозойских отложений общей мощностью 4750 м. Промышленно газосны нижнетриасовые (горизонт Т) и верхнепермские отложения (горизонты Р2-А, Р2-В, Р2-Г, Р2-Д).

Основной продуктивный горизонт Т, залегает на глубине 2550-2800 м и представлен песчаниками и алевролитами таганджинской свиты. Общая мощность горизонта 80-120 м. Он разделён маломощными глинисто-алевролитовыми пачками на три пласта (Т,-А, Т,-Б и Т,-В j, t с которыми связаны газоконденсатные залежи пластового сводового типа. Пористость песчаников изменяется от 15 до 27 %, рабочие дебиты скважин - от 150 до 650 тыс. м³/сут. Пластовое давление 27,6 МПа, температура 56 °С. В составе газа преобладает метан (91 %). Содержание азота 1,1 %, углекислоты 0,3 %. Выход стабильного конденсата (76см³/м³, плотность конденсата 0,74 г/см³. Залежи газоконденсата в пермских отложениях приурочены к литологически не выдержанным пластам песчаников. Всего открыто шесть залежей на глубинах от 2870 до 3450 м. В отличие от месторождений Хапчагайского вала пермские залежи Среднетюнгского месторождения характеризуются пластовыми давлениями, близкими к нормальным гидростатическим. Коллекторские свойства

песчаников перми изменчивы: пористость колеблется в пределах от 13 до 18 %, проницаемость – от нуля до $15 \times 10^{-14} \text{ м}^2$. Рабочие дебиты скважин изменяются в пределах от 50 до 300 тыс. $\text{м}^3 / \text{сут}$. Залежи, как правило, относятся к пластовому сводовому типу с элементами литологического ограничения.

Соболох- Неджелинское газоконденсатное месторождение расположено в 125 км от г. Вилюйска. Контролируется Соболохской и Неджелинской структурами, осложняющими центральную часть Хапчагайского вала.

Вилюйская ГО (или Хапчагайская ГНО), Якутия.

Средневилюйское газоконденсатное месторождение состоит из 8 залежей пластового сводового типа, песчаники верхне-нижне юрского, пермо-триасового возраста. Пористость 18-25%, проницаемость 80-320 мд.

Нижневилюйское газовое (песчаники, нижняя юра, нижний триас)

Среднетюнгское газоконденсатное (песчаники, пермо -триас)

Толон - Мастахское газоконденсатное месторождение. Выявлено 14 мелких залежей, песчаники нижней юры, нижнего триаса, перми. Этаж газоносности от глубины 1700м до 3300м. Песчаники обладают пористостью 16-19%, проницаемостью 10-80мд. Тип залежей пластово-сводовый, литологически экранированный, литологически ограниченный.

Соболох- Неджелинское газоконденсатное месторождение. Содержит 9 залежей в песчаниках нижней юры и пермо -триаса). Этаж газоносности глубины 1500м до 3480м. Песчаники обладают пористостью 18-20%, проницаемость-20-100 мд.

Бадаранское газовое (песчаники нижнего триаса).

Предверхоаянская ГНО (или субпровинция переходного типа). Якутия.

Усть-Вилюйское газовое (7 залежей, песчаники, нижняя - верхняя юра)

Собохаинское газоконденсатное (песчаники нижней юры).

ОХОТОМОРСКАЯ (ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ) НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Охотоморская (или Охотская, или Дальневосточная) нефтегазоносная провинция относится к альпийским складчатым системам и охватывает обширную площадь акватории Охотского моря, Татарского пролива, а также остров Сахалин и западное побережье Камчатки. Административно она располагается в пределах Камчатской, Сахалинской областей и Хабаровского края, занимая площадь около 1,2 млн. км², из которых свыше 1,0 млн. км² приходится на акватории. На севере и западе рассматриваемая провинция ограничивается Восточно-Азиатским вулканогенным поясом, на востоке - кайнозойскими складчатыми системами Камчатки, а на юге - Курильской геосинклинальной котловиной (прил. 00).

Изученность. Первые официальные сведения о наличии нефти на Сахалине появились в 1880 году. В период оккупации северного Сахалина (1905-1923г.) японскими войсками, на острове осуществлялись поисковые работы и добыча нефти. Вероятно, названия некоторых месторождений сохранились от их первооткрывателей. В 1921 году японские нефтепромышленники на Охинской площади получили первую нефть. Планомерное изучение советскими специалистами геологами возобновлено после 1945 года, когда остров Сахалин полностью освобождён от японцев.

В настоящее время Охотоморская нефтегазоносная провинция изучена крайне неравномерно. Наибольший объем геофизических работ и поисково-разведочного бурения, проводимых более 50 лет, приходится на северную часть о. Сахалин - старейший нефтедобывающий район России.

Начиная с 1923 года в Охотоморской провинции на Северном Сахалине было открыто и последовательно введено в разработку большое число месторождений с залежами в неогеновых отложениях (дагинская, окобыкайская и нутовская свиты). Всего на острове и прилегающем шельфе открыто 70 месторождений, в том числе 11 нефтяных, 17 газовых, 24 газонефтяных и нефтегазовых. 6 газоконденсатных и 12 нефтегазоконденсатных. Среди них по запасам нефти и газа 6 месторождений относятся к категории крупных, 8 –к средним и 56 – к меловым.

Планомерные геофизические (сейсморазведочные) работы начаты на шельфе в 1977 году, что является началом освоения шельфа Северного Сахалина. Всего на шельфе к середине 90-х г. г. пробурено 55 глубоких скважин и открыто 7 месторождений с суммарными извлекаемыми нефти, газа и конденсата свыше 1 млрд. тонн условного топлива (в пересчёте на нефть). Шесть из них относятся к

крупным, среди которых самые крупные нефтегазоконденсатные месторождения Лунское и Аркутун-Дагинское с геологическими запасами по сумме УВ-500 млн. т. условного топлива. Все крупные, а также средние по запасам месторождения выявлены в пределах Северо-Сахалинского прогиба. Небольшие по запасам выявлены в центральной и северо-западной частях Северного Сахалина. Нефтяное месторождение Окружное открыто в зоне Пограничного грабена на побережье Восточного Сахалина.

Рассматриваемая провинция входит в пояс Тихоокеанской складчатости (кайнозойского возраста), охватывающей на западе (с севера на юг) Анадырь, Камчатку, Курильские острова, Сахалин, Японские острова, а на востоке - Тихоокеанское побережье Северной и Южной Америки. В настоящее время в провинции известны Северо-Сахалинская нефтегазоносная область и перспективные территории юга Сахалина.

Некоторыми исследователями («Нефтегазоносные провинции СССР», 1977) выделяется Охотская нефтегазоносная провинция. Восточная часть Камчатки рассматривается как самостоятельная Восточно-Камчатская перспективная нефтегазоносная область. Кроме того, выделяется Анадырская перспективная, нефтегазоносная область в составе Анадырской впадины и Хатырского прогиба. В пределах вышеупомянутых территорий (кроме Сахалина) не открыто промышленных местоскоплений нефти и газа (на 1979 г.) и поэтому они рассматриваются нами отдельно, как перспективные территории.

В настоящее время (1979 г.) значение провинции определяется тем, что нефть и газ добываются лишь на Северном Сахалине. Северо-Сахалинская нефтегазоносная область занимает северную большую часть Сахалина. Вдоль западного и восточного берегов протягиваются Западно-Сахалинские и Восточно - Сахалинские горы с высотами соответственно до 1300 и 1600 м, разделённые широкими долинами рек Паромай и Тымь. Самая северная оконечность Сахалина, полуостров Шмидта, повторяет в миниатюре геоморфологическое строение остальной большей части острова, также имеет два хребта с долиной посередине.

В геологическом строении острова участвуют протерозойские (?), палеозойские, мезозойские и палеоген неогеновые образования, составляющие три самостоятельных структурных этажа. Они образуют единый кайнозойский мегантиклинорий, состоящий из антиклинориев и синклинориев.

Структурный нижний этаж, представленный палеозойскими и доверхнемеловыми отложениями, образует сложное тектоническое сооружение, являющееся ядром антиклинория и характеризующееся крутыми субмеридиональными и северо-западными складками с большим количеством сбросов северо - западного простирания.

Второй (средний) структурный этаж, сложенный верхнемеловыми породами, характеризуется более спокойными складками также субмеридионального направления, но отличающимися от складок палеозойского структурного плана.

Отложения **третьего (верхнего) структурного этажа**, сформированного кайнозойскими породами, обычно залегают несогласно с нижележащим мезозойским комплексом, при этом в западной части острова они наследуют общие черты как простирания складчатости мезозоя, так и строения складчатых форм, а в восточной части - залегают на породах второго яруса несогласно и имеют черты наложенной структуры. Складчатые формы третьего этажа более спокойные, чем мезозойские.

Протерозой - палеозойские и мезозойские отложения выходят на поверхность преимущественно в пределах Западно-Сахалинских гор, а верхнемеловые породы - в Восточно - Сахалинских горах на полуостровах Шмидта и Крильон. Палеогеновые и неогеновые отложения, состоящие из шести стратиграфических серий, слагают

всю остальную большую часть территории и имеют суммарную мощность более 8000 м.

В разрезе неогеновых отложений наиболее изучены средне и верхнемиоценовые образования средней мощностью до 3000 м, являющиеся нефтегазоносными - дагинская, окобыкайская и эхабинская свиты. Эхабинскую свиту (верхний миоцен - нижний плиоцен) в настоящее время выделяют редко, так как в различных районах она включает разновозрастные отложения. Дагинская свита мощностью от 500 м до 2500 м формировалась в континентальных и прибрежно-континентальных условиях на западе и глубоководно-кремнистых образований на крайнем северо-востоке острова. Залегают на глубинах от 200 м до 3,5 км. На северо-восточном шельфе дагинская свита залегает на глубинах 500-4000 м. На Одопту выявлены залежи нефти. На шельфе дагинская свита является основным продуктивным объектом. В южном направлении на острове в дагинской свите снижается коллектор. Пористость до 15%-20%, проницаемость до 200 мд.

Геотектоническое строение. Структура Сахалина трактуется большинством исследователей как мегантиклинорий, в котором выделяются три структурных элемента: Восточно-Сахалинский, и Западно-Сахалинский антиклинории и разделяющий их грабенообразный Центральносакхалинский синклинорий (по новой терминологии Тымь - Поронайский). В пределах этих трёх структурных элементов выделены многочисленные антиклинальные зоны и отдельные локальные складки, интенсивно осложнённые дизъюнктивными нарушениями. Структуру Сахалина в настоящее время считают складчато – блоковой.

В развитии представлений о тектонике Сахалина большую роль играют геофизические исследования. Северо-западная часть Сахалина и примыкающая акватория Татарского залива, имеющие спокойное гравитационное поле, напоминают платформенную область, а северо-восточная и южная части острова, представляя собой краевую часть впадины Охотского моря, построены более сложно.

Наибольший интерес представляет геологическое строение северо-восточной части Сахалина, к которой приурочены все известные нефтяные месторождения.

На северном погружении Восточно-Сахалинского антиклинория выделяется Охинский тектонический район, с которым связан одноимённый нефтегазоносный район. Здесь более семи антиклинальных зон меридионального простирания протягиваются на сотни километров. Наиболее погруженная восточная сильно дислоцированная зона расположена вдоль побережья Охотского моря; более спокойные зоны Одоптинская, Тунгорская, Календинская и др. Сабинская зона в основном газоносная (Нельминское, Эрри, Сабо месторождения), остальные – нефтеносные.

Гравиметрическая съёмка выявила особенности тектонического строения северного Сахалина, а именно влияние Сахалинской фазы тектогенеза (конец плиоцена). Установлено, что окобыкайская свита перекрывает дагинскую с угловым несогласием. Это привело к несоответствию структурных планов. Результаты бурения и детализированные сейсморазведочные работы подтверждают сложное геологическое строение почти всех выявленных месторождений. Примером является Дагинское поднятие. регионального погружения верхнемиоценовых - плиоценовых отложений). Подобное поведение окобыкайских образований приводит к существенному смещению сводов локальных структур в северном направлении. В частности на Сабинской структуре мощность окобыкайского горизонта сокращается в северном направлении от 1480 до 960 м. За счет этого смещение свода по среднемиоценовым отложениям составляет 5,15 км к северу и 1,5 км к востоку. Установленные закономерности изменения мощности верхнемиоценовых образований и материалы сейсморазведки позволили прогнозировать развитие

погребенных локальных складок в пределах северных окончаний Паромайской, Сабинской, Волчинской и Шхунной промышленно нефтегазоносных структурных зон. Наиболее типичным примером несоответствия структурных планов второго типа является Монгинская складка, расположенная в пределах восточного склона Дагинского поднятия.

Это сложно построенная антиклиналь субмеридионального простирания размерами 11 x 4 км, с амплитудой до 200 м. Структура ограничена с запада и востока продольными разрывными нарушениями, с которыми она генетически связана. По данным сейсморазведки и бурения, выражена она только по дагинским и нижележащим отложениям, по окобыкайским же, залегающим с размывом на подстилающих образованиях, ей соответствует моноклиналиное погружение слоев.

Выявленное несогласие трактуется как трансгрессивное налегание окобыкайских отложений на дислоцированную и частично эродированную поверхность дагинских. Складка разбита на несколько блоков, каждый из которых продуктивен. В разрезе дагинской свиты выявлено 12 залежей нефти и газа. Месторождение находится в завершающей стадии разведки, но имеющиеся данные позволяют отнести его к числу наиболее значительных на Сахалине.

Региональные нефтегазоносные комплексы и горизонты Основные нефтегазоносные и перспективные комплексы связаны с кайнозойскими отложениями, в толще которых последовательно выделяются семь структурно-стратиграфических комплексов (снизу вверх): олигоценый (мачигарский), верхнеолигоценый (даехуриинский), ниже-среднемиоценовый (уйнинско-дагинский), средне-верхнемиоценовый (окобыкайско - нижненутовский), ниже-миоценовый (верхненутовский), верхнемиоценовый (помырский) и плейстоценовый (дерюгинский).

Структурно-стратиграфические комплексы, которые окончательно оформились в конце плиоцена, отличаются друг от друга по стилю и уровню дислоцированности и большей частью разделены поверхностями несогласий. Мачигарский, даехуриинский и уйнинскодагинский комплексы характеризуются резким преобладанием дизъюнктивных дислокаций и широким развитием складчато-блоковых деформаций. В окобыкайско-нижненутовском, верхненутовском, помырском и дерюгинском комплексах в основном развиты складчатые структуры различной интенсивности. Формирование комплексов проходило на различных стадиях рифтового и пострифтового этапов развития Северо-Сахалинского осадочного бассейна (Харахинов В.В., 1985).

В Северо-Сахалинской области выделяются три нефтегазоносных комплекса: среднемиоценовый, верхне-миоценовый, плиоценовый. Нефть добывается главным образом из верхнемиоценового комплекса – из песчаных пластов окобыкайской свиты. Отмечается увеличение песчанистости в западном и юго-западном направлениях. Окобыкайская свита содержит до 19 песчаных пластов. Глубина залегания продуктивных пластов в наиболее старом Охинском районе невелика – от 300 до 2000 м, а на южных местоскоплениях ещё меньше. Дебиты нефти составляют 20-30, иногда до 150 т/сут.

На месторождениях Восточно-Эхабинском, Уйглекутском и Катанглинском нефть добывается также из отложений среднего миоцена – песчаников дагинской свиты. Установлено некоторое увеличение песчанистости этой свиты в южном направлении. Мощность продуктивных пластов также меняется от первых метров до 45 м. Имеются признаки нефти в породах верхнего мела.

Охотоморская НГП относится к области Тихоокеанского кайнозойского складчатого кольца. Выделяются Северо-Сахалинская и Охотско-Камчатская НГО.

1. Охотско-Камчатская НГО.

В 1983 году здесь открыто первое и единственное газовое месторождение – Кшукское в отложениях миоцена.

2. Северо-Сахалинская НГО охватывает Сахалинский мегаантиклинорий, и сочленяющиеся с ним прогиб Татарского пролива и Восточно-Сахалинский антиклинорий.

В разрезе выделяется три структурных этажа. Нижний – (верхнемеловой) этаж представлен мощной –5км толщиной песчано-глинистых пород на западе и вулканогенно-осадочных образований на востоке. Средний этаж (палеоген-плиоценовый) – терригенными, значительно деформированными породами мощностью 6-8 км, верхний (верхнеплиоцен-четвертичного возраста – слабодислоцированными терригенными породами. Первое месторождение нефти - Охинское открыто в 1923г. в неогеновых отложениях. Всего более 60 месторождений открыто (около 500 залежей).

В Северо-Сахалинской области выделяется до 14 зон нефтегазонакопления с доказанной промышленной нефтегазоносностью. Кроме того, можно указать еще не менее 36 линейных складчатых зон с нефтегазопроявлениями.

В наиболее изученном Охинском районе можно выделить семь зон нефтегазонакопления приуроченных к зонам линейных складок.

В восточной зоне, находящейся вблизи Охотского моря, открыто Одоптинское местоскопление. В пределах следующей к западу Охинской, зоне установлены местоскопления Охинское, Южно-Охинское, Эхабинское, Восточно-Эхабинское, Тунгорское. Местоскопления Кыдыланьинское, Мухтинское, Паромайское составляют самостоятельную зону нефтегазонакопления. Сабинская зона Для большинства локальных структур бассейна характерно сочетание кон- и постседиментационного развития. Заложение многих структур можно отнести к началу среднего миоцена - периоду активизации тектонических движений. Рост складок с различной степенью интенсивности и унаследованности продолжался в позднем миоцене и плиоцене. Постседиментационные, тектонические движения (сахалинская фаза складчатости) в разной степени преобразовали облик этих структур, увеличив их амплитуду, степень интенсивности, осложненность разрывами. За счет этих движений сформированы и новые чисто постседиментационные структуры. Указанный период формирования ловушек практически совпадает со временем интенсивной генерации и эмиграции УВ в основных очагах нефтегазообразования.

Все местоскопления Северо-Сахалинской нефтегазоносной области приурочены к антиклинальным складкам, большая часть которых сложно построены и нарушены сбросами и надвигами. Местоскопления многопластовые.

Большинство месторождений, перспективных ловушек и зон нефтегазонакопления относятся к структурному типу, обычно приурочены к антиклинальным складкам различного генезиса и часто связаны с региональными зонами тектонических нарушений: взбросо - надвигами (Восточно-Эхабинская, Паромайская и другие зоны), конседиментационными сбросами. Структурно-литологические ловушки, связанные с зоной замещения песчаных пластов нижненутовского подгоризонта на глинистые, содержат залежи нефти и газа Одоптинской зоны нефтегазонакопления. Ловушки этого типа выявлены в окобыкайско-нижненутовом комплексе на западном крыле Одоптинской антиклинальной и северной периклинали Венинской структуры, а также предполагаются в дагинском комплексе на западных крыльях Дагинской и Аяшской структур.

Проницаемые (резервуарные) породы наблюдаются во всех стратиграфических подразделениях мезо-кайнозойского разреза. В них выделяются несколько типов природных резервуаров: пластовый, массивно-пластовый,

массивный и линзовидный. Наиболее распространен пластовый тип, представляющий чередование песчаных, алевроитовых и глинистых пластов. С ним связана большая часть залежей и запасов нефти, разведанных в регионе, и около половины запасов свободного газа. Оптимальными условиями аккумуляции УВ характеризуется пластовый резервуар с отношением коллекторов и флюидоупоров 1 – 4 - 2 - 3. Залежи массивно-пластового типа менее распространены, однако очень весомы по запасам УВ.

Резервуары массивного типа с трещинным и трещинно-поровым коллекторами предполагаются на северо-восточном шельфе в отложениях даехуриинского горизонта и пильском глинисто-кремнистом комплексе. К резервуару массивного типа в трещиноватой толще силицитов приурочена нефтяная залежь на месторождении Окружное.

Антиклинальные и брахиантиклинальные складки меридионального простирания, осложнены дизъюнктивными нарушениями на блоки. Отсюда залежи по типу: пластовые сводовые тектонически экранированные, литологического выклинивания, массивные, пластовые тектонически экранированные.

Высота залежей находится в прямой зависимости от мощности покрышек. Если покрышка менее 10-12 м, залежь не сохраняется. Покрышки окобыкайской свиты состоят из плохо отсортированных глин, аргиллитов, алевролитов, что снижает их герметичность.

Существует прямая зависимость между амплитудами складок и запасами в зонах нефтегазонакопления. В складках с амплитудами менее 60 м встречены газовые, реже газонефтяные залежи. А в складках с амплитудой 80 –100 м и более преобладают скопления нефти. Интересно, что осложнение структур сбросами заметно не отражается на величине запасов местоскоплений. Отмечено, что структуры высотой менее 30м не содержат промышленных запасов.

Все открытые месторождения на острове Сахалин входят в состав Северо-Сахалинской НГО, в составе которой выделяется до 14 зон нефтегазонакопления с доказанной промышленной нефтегазоносностью.

Северо-Сахалинский прогиб.

1. Эспенбергская нефтяная зона (Северо-Колендинское, Колендинское ГН, 14 залежей нефти в песчаниках, алевролитах нутовской, окобыкайской свит нижнего неогена. Пористость 26%, проницаемость 1-820 мд). Дебиты нефти 50-150 т/сут.).

2. Эхабинская антиклинальная зона. (Северо.-Охинское 4, Южно-Охинское-6 залежей.

Охинское нефтяное –10 блоков, 13 залежей пластово-сводовых тектонически экранированных, в песчаниках, алевролитах. ФЕС-25-30%, 140-400-1500мд, Глубина залегания залежей от 40 м до 600м. Толщина нефтенасыщенных песчаных пластов 10-85м. Дебиты нефти от 4,5 т/сут до 70 т/сут. Газовый фактор менее 150 м³/т.

Эхабинское –9 залежей.

3. Восточно-Эхабинская антиклинальная зона. (Тунгорское -14, Восточно-Эхабинское, - надвиг, Восточно-Эхабинское-поднадвиг –13 залежей.

4. Приморская антиклинальная зона: (Одоптинское нефтяное, открыто в 1955г. Установлено 2 блока, 6 залежей (пластовые, тектонически экранированные и литологически экранированные.

Одоптинское-море. НГК 1977г. 13 залежей в песчаниках – ФЕС: 20-22%, 10-130мд, отдельные образцы –590 мд. Пластово сводовые, тектонически экранированные, толщина песчаных пластов от 9 м до 60 м. Глубина залегания 1100-1800м.

5. Паромайская антиклинальная зона. Кыдыланьи ГН (8 блоков)-17залежей – пластово-сводовые массивные, песчаники, алевролиты, ФЕС:20-23%, 10-20 300, в верхней залежи до -2000мд. Дебиты нефти 15-80 т/сут, газа около 100 тыс.м³/сут.

Мухто (поднадвиг -8 блоков и надвиг -1блок) –17 залежей - пластовые, пластово-сводовые тектонически экранированные, нефтяные в алевролитах и песчаниках окобыкайской свиты

Северо-Паромай, Паромай-надвиг нефть., Паромай-поднадвиг-ГН -15, Пильтун, нефть. Пильтун-море, Горомайскоенефть.

6. Сабинская антиклинальная зона. Нельминское, Эрринское, Сабинское,

7. Восточно-Дагинская антиклинальная зона. Дагинская, Восточно-Дагинская ГН-10, Монгинская НГК-13 залежей в породах дагинской свиты, миоцен-средний. Покрышка- глины окобыкайской свиты. –верхний миоцен.

8. Катанглинская антиклинальная зона Ногликское нефтяное –2 залежи, Катанглинское -2 блока, 3 залежи нефти в песчаниках слабосцементированных дагинской свиты. Глубина кровли пластов –100-135 м. ФЕС: 29-36%, проницаемость 500-2500мд Тип залежей массивные пластовые тектонически - экранированные и стратиграфически экранированные.

9. Набильская антиклинальная зона. Набильское газонефтяное, 8 залежей.

10. Астрахановская антиклинальная зона. Узловое газоконденсатное -17 залежей в песчаниках, алевролитах, глинах окобыкайской, дагинской и уйнинской свит. Залежи пластовые сводовые тектонически экранированные. Дебиты газоконденсата от 150 до 450 тыс.м³/сут.

11. Шатуно-Хузинская нефтяная зона. Окружное нефтяное – 5 залежей. На Окружном месторождении залежь нефти выявлена (1971 г.) в кремнистых отложениях пиленгской свиты.(неоген). Пиленгская свита представлена тонко переслаивающимися кремнистыми аргиллитами, опоковидными силицитами и кремнистые аргиллиты.

12. Сочленение Пильтунской и Чайвинской синклиналичных зон.

. Чайво-море нефтегазоконденсатное. Открыто в 1979г.–8 залежей пластово-сводового типа в алевролитах, песчаниках окобыкайской и нутовской свит. ФЕС: 20-25%, 10-200мд. Дебиты нефти до 170 т/сут, газа – 300 .660 тыс. м³/сут.

Физико-химические свойства УВ. Нефти Сахалина характеризуются большим разнообразием. Плотность от 0,8 г/см³ до 0,813 г/см³ на месторождениях Паромайском, Некрасовском. Тяжёлые нефти - 0,92 – 0,95 г/см³ на месторождениях Катангли и Оха. Асфальтово-смолистых веществ от 2-3% до 20%. Нефти малосернистые. Отмечена закономерность в распределении нефти по разрезу: уменьшение плотности и смолистости, увеличение парафинистости с глубиной. Газ-метановый. – 90% (СН₄ более 90%), в газе отсутствует сероводород, азота-0,2%-4%. Газовые конденсаты имеют низкую плотность- от 0,69 до 0,79г/см³. Большинство газовых конденсатов выкипают ло 300 градусов., их углеводородный состав метано-нафтеновый.

Заключение. Перспективы поисков месторождений нефти и газа связаны с юго-западной частью острова Сахалин, где выявлены многочисленные непромышленные притоки нефти и газа. Здесь перспективны отложения миоцена, палеоцена и верхнего мела. Традиционный район с развитой добывающей промышленностью на Северном Сахалине основательно разведан, там можно лишь рассчитывать на прирост запасов нефти в мало амплитудных нарушенных дизъюнктивными структурах, неструктурных объектах и более глубоких стратиграфических горизонтов, что связано со значительными материальными и ресурсными затратами. В то же время незаслуженно мало внимания уделяется юго-западному району Сахалина, перспективы которого достаточно велики.

Разработаны программы по освоению недр Сахалина. Всего 8 программ: «Сахалин-1»; Сахалин-2»; «Сахалин-3» и т.д..

Лицензионный блок «Сахалин-3» находится южнее Лунского залива. Проведены сейсморазведочные работы. В плане поисково-оценочное бурение. В

1993 г. приобрели программу компании Мобил и Тексако, Затем «Роснефть». Компания «КОО Пега-Стар».

«Сахалин-4». Это участок недр - Астрахановский блок шельфа северо-западного Сахалина, в Сахалинском заливе. Лицензия у «Сахалинморнефтегаз» (СМНГ). В 1999 году СМНГ пробурили на Астрахановской площади одну разведочную скважину-результат отрицательный.

«Сахалин»-5. Лицензионный блок находится на полуострове Шмидта, с его восточной стороны. Лицензию приобрёл «Бритиш Петролеум».

«Сахалин-6». – Проект включает пограничный блок на восточном шельфе Сахалина (Поронайский район, Смирныхинский район, до мыса Терпения).

«Сахалин-7» -в лицензионный блок входит юго-восточная часть Сахалина и залив Анива.

«Сахалин-8» - Участок недр находится на юго-западном берегу Сахалина- Мыс Крильон, мыс Тык.

VII. ТИМАНО - ПЕЧОРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Тимано - Печорская НГП расположена на крайнем северо-востоке европейской части России и в административном отношении включает территорию Республики Коми, Ненецкого АО Архангельской области, небольшой части Пермской области, а также прилегающей акватории Печорского моря общей площадью 446 тыс. км². (в том числе акватории 123 тыс. км²).

Открыто свыше 200 месторождений. Общие запасы 1,3 млрд. т. нефти. Газа- 643,5 млрд. м³.

Первые сведения о наличии нефти в провинции известны с давних времен. В 1595 г. ухтинская нефть была впервые привезена в Москву. Планомерное освоение нефтегазовых ресурсов провинции началось с 1929 г. Первое месторождение легкой нефти - Чибьюское было открыто в 1930 г., тяжелой нефти - Ярегское – в 1932 г. На Ярегском месторождении в 1937 г. заложена первая в СССР нефтяная шахта. За период 1959-1964 гг. в Ижма-Печорской и Верхнепечорской впадинах и Печоро-Колвинском авлакогене было выявлено 12 месторождений, в том числе Усинское нефтяное и Вуктыльское газоконденсатное. В последующие годы поиски залежей УВ были связаны главным образом с поддоманиковыми терригенными отложениями западной части провинции. С начала 60-х годов поисково-разведочные работы переместились в северный и северо - восточный регионы. Активное освоение северных районов провинции привело к обнаружению ряда месторождений с залежами углеводородов в девонских, каменноугольных, пермских и триасовых отложениях. В 1982 г. на о. Колгуев открыто Песчаноозерское газонефтяное месторождение.

К 2000 г. в провинции выявлено свыше 200 месторождений, из них с запасами промышленного значения: 134 нефтяных, 28 газовых и газоконденсатных, 19 газоконденсатных и нефтегазовых. С начала освоения провинции на месторождениях добыто свыше 360 млн т нефти и свыше 300 млрд м³ газа. На основании данных геофизического исследования и бурения проведено нефтегазогеологическое районирование территории провинции, в составе которой было выделено семь НГО: Тиманская, Ижма-Печорская, Печоро-Кожвинская, Колвинская, Денисовская, Хорейверская, Варандей-Адзьвинская с доказанной промышленной нефтегазоносностью почти всего чехла, начиная от ордовикских отложений.

Границами рассматриваемой территории, имеющей в плане форму треугольника, являются Тиманский кряж на юго-западе и складчатые сооружения

Северного и Полярного Урала на северо-востоке, вдоль которых узкой полосой протягивается северное окончание соседней Предуральской нефтегазоносной субпровинции.

В орогидрографическом отношении территория провинции принадлежит бассейну Печоры и представляет собой сильно заболоченную, занятую тайгой и тундрой, трудно проходимую и пересечённую местность с относительными отметками 50-150 м. Значительная часть провинции расположена за Северным полярным кругом, в зоне распространения мерзлых горных пород на глубину до 200 м. Благодаря широкому развитию поисково-разведочных работ на большей части региона Тимано-Печорская провинция в последние годы превратилась в одну из сырьевых баз страны для развития нефтегазодобывающей промышленности. Рост добычи нефти здесь связан с выявлением и разработкой месторождений, таких как Усинское и Возейское.

Открытие новых газовых и газоконденсатных -местоскоплений в северной части провинции (Лаявожское, Василковское и др.) позволяет обеспечить добычу газа в значительных масштабах. Освоение нефтяных и газовых богатств Тимано-Печорской провинции имеет также большое социальное значение поскольку в этом труднодоступном, климатически тяжелом регионе построены новые города, проложены железные дороги и нефте - газопроводы.

Геотектоническое строение Тимано-Печорской НГП.

Тимано- Печорская НГ провинция в геотектоническом отношении приурочена к северо-восточной окраине Русской древней докембрийской платформы. Отличительной особенностью этого региона является позднепротерозойский (рифейско-вендский) возраст фундамента, т.е. более молодой по сравнению с архейским фундаментом западных и южных районов платформы. Более молодой возраст фундамента провинции обусловил повышенную тектоническую мобильность ее территории в палеозойское и мезозойское время.

Кристаллические и метаморфические породы верхнепротерозойского фундамента выведены на поверхность в ряде участков Тиманского кряжа, а на остальной части провинции погружаются на глубину от 1 км до 10ки.

Из-за больших глубин залегания фундамент бурением вскрыт только в южной части провинции (Тиман, Ижма – Печорская впадина) и на единичных разведочных площадях в северо - восточной ее части (Возейская, Баганская и др.). Вследствие широкого развития глубинных разломов строение фундамента отличается блоковым характером, что выражается системой линейно вытянутых поднятий и блоков общего северо-западного (таманского) простирания, которые в целом определяют специфику размещения нефти и газа в залегающих над ними палеозойских отложениях.

Структурные этажи

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, территория которой на протяжении многих геологических периодов испытывала длительное и устойчивое погружение, характеризуется значительной стратиграфической полнотой разреза осадочных отложений суммарной мощностью до 8000-10000 м. Осадочный чехол провинции представлен стратиграфическими комплексами кембрия, перми, мезозоя и кайнозоя. Можно отметить следующие основные особенности разреза: широкое развитие палеозойских отложений; наличие мощной терригенно-карбонатной толщи нижнего палеозоя; очень большая мощность девонских (до 3000 м) и карбон - нижнепермских (до 3550 м) отложений, с которыми связана основная промышленная нефтегазоносность провинции; распространение мезо-кайнозойских отложений только в северных районах региона. Отложения осадочного чехла Тимано -

Печорской провинции обычно разделяются региональными стратиграфическими и угловыми несогласиями на три крупных структурных этажа, различающихся особенностями геологического строения (Кремс А. Я., Вассерман Б. Я., Матвиевская Н. Д., 1974).

Нижний структурный этаж включает отложения от нижнего палеозоя до среднего девона, для которых характерно резкое колебание мощности от 1000-1500 м на сводах поднятия до 3000-4000 м во впадинах. В нижней части этажа отложения наследуют тектонику фундамента. По ним выделяются крупные поднятия и впадины. Поднятия представляют собой обширные своды древнего (нижнепалеозойского) заложения (например, Большеземельский свод). В направлении вершин сводов отмечается резкое сокращение мощности нижнего структурного этажа вследствие регионального выклинивания отдельных стратиграфических комплексов. К кровле этажа большинство поднятий сглаживаются. Древние впадины вверх по разрезу также постепенно нивелируются и в вышележащих этажах им уже соответствуют крупно амплитудные мегавалы и валы, осложненные флексурно - разрывными зонами (Печоро-Кожвинский, Колвинский, Шапкино -Юрьяхинский и др.).

По условиям формирования и особенностям строения отложения нижнего структурного этажа сходны с образованиями промежуточного (переходного) комплекса, выделяемыми в пределах ряда древних и молодых платформ.

Средний структурный этаж объединяет отложения верхнего девона, карбона и пермо -триаса и отделяется от нижнего и верхнего этажей соответственно нижнефранским и нижнеюрским перерывами в осадконакоплении. Мощность отложений среднего этажа в целом выдержана (2500-3500 м). В рядерайонов провинции в этот этаж включаются породы среднего девона (Ижма-Печорская" впадина).

Верхний структурный этаж включает отложения юры, мела и кайнозоя, залегающие с угловым и стратиграфическим несогласием на подстилающих породах. Мезозойские породы практически не дислоцированы и образуют наложенные пологие депрессии, которые маскируют погребенную складчатость среднего этажа.

Наибольший интерес в отношении нефтегазоносности представляют нижний и средний структурные этажи.

Геотектоническое районирование

В современном структурном плане Тимано-Печорская провинция по отложениям среднего этажа, как наиболее изученного, выделяется ряд тектонических элементов.

Крупнейшими геотектоническими единицами провинции, во многом определявшими историю геологического развития всего региона, являются Тиманская антеклиза (гряда) и Печорская синеклиза.

Тиманская антеклиза (Тиман) находится в западной части провинции, протягиваясь в северо-западном направлении на расстоянии более 800 км при ширине 150 км. Антеклиза представляет собой сложно построенное, интенсивно пенепленизированное, горно-складчатое сооружение глыбового строения, которое отчетливо выражено в рельефе Тиманским кряжем высотой до 250 м. Тиман характеризуется широким развитием глубинных разломов различного простирания и соответствующих им в осадочном чехле многочисленных флексурно - разрывных зон. Протяженным Западно -Тиманским глубинным разломом Тиман отделяется от Мезенско-Вычегодской впадины. На юго-восточной окраине антеклизы прослеживается; Ижемская флексурно – разрывная зона, по которой Тиман в виде ступенчатых блоков погружается в направлении Печорской синеклизы.

Сама Тиманская антеклиза представляет систему горстообразных поднятий и сопряженных с ними грабенообразных впадин, в пределах которых глубина

залегания фундамента колеблется от нуля до 2,5 км. Строение маломощного палеозойского чехла имеет прямую связь с рельефом фундамента, повторяя его очертания. С точки зрения нефтегазоносности наиболее изученным является Ухта - Ижемское горстообразное поднятие в юго-восточной части Тимана. Это протяженный (до 280 км) высокоамплитудный (до 800 м) мегавал сложного геологического строения, состоящий из более мелких валов (Ухтинского и др.). К пологим ($2-7^{\circ}$) и часто нарушенным дизъюнктивами палеозойским локальным складкам этих валов приурочены небольшие по размерам месторождения нефти и газа, открытые в начальный период освоения провинции (Чибьюское, Ярегское, Войвожское и др.).

Печорская синеклиза является крупнейшей отрицательной структурой северо-востока Русской платформы и располагается - между Тиманом на западе и Предуральским прогибом на востоке и северо-востоке. Южное окончание синеклизы образовано сочленением юго-восточного погружения Тимана с поперечным - поднятием прогиба Полюдов Камень.

Другой характерной особенностью современного структурного плана Печорской синеклизы является значительное развитие протяженных и крупных чередующихся положительных и отрицательных тектонических элементов преимущественно северо-западного простирания, в целом повторяющих простирание Тимана и Полярного Урала. Основными из этих тектонических элементов являются Ижма-Печорская впадина, Печоро-Кожвинский мегавал (Печорская гряда), Денисовская впадина (мегапрогиб), Колвинский мегавал (гряда) и Хорейверская впадина. В крайней северо-восточной части синеклизы выделяются малоизученные валообразные поднятия - гряды Сорокина, Гамбурцева, Чернышова, Чернова, названные в честь русских геофизиков и геологов.

Ижма - Печорская впадина находится в западной части провинции между Тиманом на юго - западе и Печоро-Кожвинским мегавалом на северо-востоке, отделяясь от них зонами глубинных разломов. На юго-востоке она граничит с Верхнепечорской впадиной Предуральского прогиба. Ижма-Печорская впадина характеризуется ступенчатым строением фундамента и осадочного чехла. В ее пределах можно выделить три основные структурные зоны: юго-западную, центральную и восточную. Юго-западная бортовая зона, соответствует северо-восточному продолжению Тиманской антеклизы и представляет обширную, пологую, осложненную флексурами моноклиаль, наклоненную на северо-восток в соответствии с погружением фундамента. Центральная зона впадины отличается наибольшим погружением фундамента (до 3,5-4,5 км) и соответственно наиболее полным разрезом палеозойских отложений.

Погруженные участки фундамента центральной зоны выполнены ижма - омринским комплексом пород, являющимся частью нижнего структурного этажа Печорской синеклизы. В целом для зоны устанавливается соответствие структурных планов палеозоя и фундамента. В южной части центральной зоны Ижма -Печорской впадины выделяется несколько структурных ступеней (террас), которые уступами последовательно погружаются в северном направлении (Омра - Сойвинская, Тэбук - Савиноборская и др.). Например, Тэбук-Савиноборская ступень отделяется от Омра - Сойвинской крутой моноклиалью и погружена относительно последней на 1000 м. В свою очередь следующая ступень отделяется от Тэбук - Савиноборской крутозалегавшей моноклиалью амплитудой до 500 м. В пределах указанных ступеней выявлено значительное количество локальных складок, часть которых осложнены рифами верхнедевонского возраста. Со многими складками названных ступеней связаны известные местоскопления нефти Тимано-Печорской провинции, в том числе Западно-Тэбукское и Джьерское.

Восточную бортовую зону Ижма-Печорской впадины можно рассматривать как

узкую флексуру. Основным структурным элементом является протяженный (более 100 км) и узкий (6-8 км) Мичаю-Пашнинский мегавал, расположенный над выступом фундамента. Ко всем локальным структурам вала приурочены местоскопления нефти, включая Пашнинское, Северо-Савиноборское и Восточно-Савиноборское.

В целом для Ижма-Печорской впадины характерно развитие пликативных пологих дислокаций брахиантиклинального и куполовидного типов, при почти полном отсутствии тектонических нарушений в осадочном чехле. Большинство структур небольшие по размерам (до 8-15 км в длину) и амплитуде (20-100 м). Как правило, они группируются в валы, протягивающиеся вдоль структурных уступов фундамента. Значительно развиты также структуры, осложненные рифами (седиментационно-тектонические).

Геологическая история развития Ижма - Печорской впадины включает несколько основных этапов. В ордовикское время здесь существовала глубокая палеовпадина, которая в силурийско-пермский период потеряла свою структурную обособленность и стала составной частью Печорской синеклизы. При этом в франско - турнейское время по окраинам мелководного бассейна (особенно на юго-востоке) происходило формирование рифов барьерного типа, группирующихся в несколько полосами (Джьер-Западно-Тэбукская; Исаково-Пашнинская и др.), в которых впоследствии образовались верхнедевонские залежи нефти и газа. Современный структурный план Ижма-Печорской впадины образовался в после пермское время, в течение которого изменившийся с восточного на северо-западный региональный наклон территории определил нынешнее ступенчатое строение впадины. Печоро- Кожвинский мегавал (Печорская тектоническая гряда) расположен в центральной части провинции, протягиваясь в северо - западном направлении узкой полосой 30-80 км на расстоянии около 400 км от низовьев Печоры до передовых складок Западного Урала. Мегавал разделяет Ижма-Печорскую и Денисовскую впадины, ограничиваясь от них системой глубинных разломов амплитудой 0,5-1 км. Мегавал представляет собой инверсионную структуру, возникшую над глубинным грабенообразным прогибом (авлакогеном), выполненную мощной толщей палеозойских пород (не менее 7000 м). Особенно характерна большая мощность отложений девона 4500-5000 м, из которых около 3000 м приходится на песчано - глинистые отложения среднего девона. В современном структурном плане Печоро-Кожвинский мегавал, резко возвышающийся над Ижма-Печорской впадиной (до 2 км), объединяет систему более мелких, кулисообразно расположенных валообразных поднятий, осложненных локальными структурами крупных размеров (до 40 км) и больших амплитуд (до 0,5-1 км). На ряде структур, расположенных в крайней юго - восточной части мегавала, открыты местоскопления нефти и газа. Печоро - Кожвинский мегавал отличается глубоким залеганием фундамента, который ступенчато погружается на восток, в направлении Денисовской впадины. Мегавал характеризуется также резким несоответствием структурных планов разновозрастных отложений, обусловленным сложной историей его геотектонического развития. В нижнем палеозое и девоне в районе Печоро-Кожвинского мегавала существовал узкий и глубокий желоб (авлакоген), в котором происходило накопление терригенных и терригенно - карбонатных отложений мощностью до 7000 м. Длительное прогибание территории, происходившее по разломам и сопровождавшееся вулканической деятельностью, со среднего карбона начало замедляться, а в позднем карбоне изменилось кратковременным подъемом. Резкая смена направленности тектонических движений (инверсия), начавшаяся в ранней перми, превратила осадочную толщу в современную систему валообразных поднятий Печоро-Кожвинского мегавала. Денисовская впадина располагается между Печоро-Кожвинским и Колвинским мегавалами, на юго-востоке она переходит

в Большесыньинскую впадину Предуральяского прогиба. Денисовская впадина протягивается в длину на 400 км, расширяясь от 40-50 км на юге до 150 км на севере.

Денисовская впадина - пологая отрицательная структура, которая выделяется только по отложениям мезозоя и частично палеозоя и поэтому является наложенной. До верхнедевонские породы в центральной части впадины образуют крупное погребенное Лайское поднятие (палеосвод). Наиболее погруженной и менее дислоцированной является южная часть впадины. Северная часть (Лайская впадина), наоборот, характеризуется значительно более сложным строением. Здесь выделяется ряд валов и прогибов северо-западного простирания. Наибольший интерес в отношении нефтегазоносности представляют два крупных протяженных (до 150-250 км) и высоко амплитудных (300-700 м) вала - Шапкино-Юрьяхинский и Лайский. К асимметричным складкам этих валов приурочены многие местоскопления газа и нефти, открытые в северной части Тимано-Печорской провинции (Лаявожское, Верхнегрубешорское, Шапкинское, Василковское и др.).

На территории Денисовской впадины в нижнем палеозое - верхнем девоне существовало крупное палеоподнятия, которое в каменноугольно-раннетриасовое время было вовлечено в прогибание с образованием мощных осадочных комплексов. Однако в пермо - триасе на фоне регионального погружения произошло резкое усиление восходящих тектонических движений, которые в основном обусловили формирование наиболее крупных элементов впадины, включая Шапкино-Юрьяхинский и Лайский валы. В мезозойский этап развития рассматриваемая территория вновь испытала интенсивное прогибание с накоплением мощных терригенных толщ и оформилась наложенная Денисовская впадина примерно современных очертаний.

Колвинский мегавал - крупное горст - антиклинальное сооружение, разделяющее Денисовскую и Хорейверскую впадины. Размеры мегавала 350x50 км, амплитуда 1000-1200 м. Его борта осложнены дизъюнктивными и внедрениями изверженных пород. По своей природе мегавал близок к авлакогену, претерпевшему инверсию, о чем свидетельствует мощная толща выполняющих его отложений (5-8 км). Поэтому по фундаменту и нижнему структурному этажу мегавал соответствует грабену. Однако отдельные структуры мегавала наследуют тектонику фундамента. Для Колвинского мегавала характерно развитие крупных кулисообразно расположенных структур. Это высоко амплитудные складки с более крутыми восточными крыльями, осложненными флексурами, переходящими вниз по разрезу в тектонические нарушения.

Наиболее крупные структуры мегавала - Усинская и Возейская, к которым приурочены основные в провинции нефтяные местоскопления, располагаются в южной его части и имеют различное строение.

Промышленная нефтегазоносность приурочена к ордовикско-нижнедевонским, среднедевонско-нижнефранским, верхнедевонско-турнейским, верхневизейско-артинским, кунгурско-верхнепермским и триасовым комплексам. Месторождения связаны с антиклинальными или брахиантиклинальными складками, часто нарушенными дизъюнктивными.

В пределах Тимано-Печорской НГП выделяются следующие НГО.

Тиманская НГО. (восточная часть Тиманской гряды)

Ярегское нефтяное (Д₂₋₃)

Чибьюское нефтяное (Д₃)

Вой-Вожское газонефтяное (Д₂₋₃)

Ижма-Печорская НГО (Восточно-Тиманский мегавал, Ижма-Печорская впадина)

Западно-Тэбукское нефтяное (риф $D_{2-3} S_2$)

Нибельское нефтегазовое (D_{2-3})

Верхнеомринское газонефтяное (D_{2-3})

Нижеомринское газонефтяное ($D_{2-3} S_2$)

Печоро-Кожвинская НГО (авлакоген, Колвинский мегавал)

Усинское нефтяное ($D_2 C_{1-2-3} P_1$)

Возейское нефтяное ($D_2 C_{1-2-3} P_1$)

Лаявожское нефтегазоконденсатное ($P_1 T_1$)

Северо-Кожвинское газоконденсатное (D_{2-3})

Колвинская НГО (Колвинский мегавал)

Усинское нефтяное ($D_2 C_{1-2-3} P_1$)

Харьягинское нефтяное ($D_{2-3} P_{1-2}$)

Возейское нефтяное ($C_{2-3} P_{1-2}$)

Южно-Хыльчуйское газонефтяное (P_{1-2})

Поморское газоконденсатное (P_{1-2}) шельф.

Песчаноозёрское нефтегазоконденсатное (T_1) шельф.

Хорейверская НГО

(Хорейверская впадина, Варандей-Адзьвинская структурная зона)

Верхневозейское (S_1)

Варкнавтское (им. Романа Требса) (D_1)

Олень (им. Титова) (D_1)

Ардалинское (риф- D_3)

Приразломное нефтяное ($C_{2-3} P_1$) шельф.

Варандей - Адзьвинская НГО.

Варандейское нефтяное ($P_1 T_{1-2}$)

Торавейское нефтяное ($P_{1-2} T_{1-2}$)

Восточно-Харьягинское нефтяное (риф- D_3)

Баганское нефтяное (риф $D_3 S_1$)

Тобойское нефтяное (D_1)

Северо-Предуральская ГНО (Верхнепечорская впадина)

Вуктыльское газоконденсатное ($C_{1-2-3} P_1$)

Рассохинское газоконденсатное ($C_{2-3} P_1$)

Денисовская НГО

Шапкинское газовое ($T_1 P_1$)

Василковское газоконденсатное ($C_{1-2} P_{1-2} T_1$)

Лаявожское нефтегазоконденсатное ($C_{-3} P_1 T_1$)

Усинское нефтяное месторождение приурочено к одноимённой антиклинали размерами 33х 12 км с амплитудой более 400 м по отложениям от среднего девона до перми является самой приподнятой структурой Колвинского мегавала. На Усинском месторождении выявлено три залежи: в среднедевонских терригенных коллекторах на глубине 2900-3100м; в каменноугольных и пермских карбонатных коллекторах. Залежи массивного, литолого-стратиграфического и пластово - сводового типов. Дебиты нефти из девонских песчаников составляли 50 – 230 т/сут. В разрезе нерасчленённой толщи средний карбон – нижняя пермь на глубине 1100-

1400м выявлена залежь тяжелой нефти(0,954-0,968г/см³) высокосмолистой, сернистой (1,8-2,1%). Коллекторами являются пористые и кавернозные известняки и доломиты. Залежь сводового типа с массивным характером резервуара, что определяет большую её высоту (до 302 м). Дебиты нефти из карбонатных пород не превышали 35-40 т/сут. Интересно отметить, что покрывкой для этой залежи служат терригенные отложения верхней перми, причём нижние пласты песчаников вследствие пропитывания их загустевшей нефтью оказались практически непроницаемыми.

Расположенная севернее Возейская структура представляет собой более крупную складку (68х 17км), в основании которой располагается выступ фундамента , вскрытый скважинами на глубине около 4,5км. Почти все нефтяные и газовые месторождения Тимано-Печорской провинции приурочены к антиклинальным структурам или куполовидным поднятиям. Для некоторых из них характерно совпадение структурных планов, а в пределах других наблюдается смещение сводов по различным стратиграфическим комплексам.

Залежи в основном сводовые. В ряде случаев встречаются стратигра - физически экранированные (Нибельское, Нижнеомринское, Верхнеомринское и др.), а также литологически - экранированные (Войвожское, Северо-Джебольское и др.).

Некоторые залежи в девоне и карбоне напоминают установленный впервые И. М. Губкиным в Майкопском районе рукавообразный тип залежи, приуроченный к древнему руслу реки (Войвожское и Северо-Джебольское - в нижнем карбоне). Встречаются и такие типы залежей, формирование которых обусловлено сочетанием ряда факторов: структурно - стратиграфического или структурно-литологического (смешанный тип залежей). Резервуары, как правило, пластовые, хотя встречаются иногда и массивные (Западно-Тэбукское - силур).

Ярегское (Ухтинское) нефтяное месторождение. Относится к нефтегазосной области северо-восточных склонов Тиманского кряжа и приурочено к крупной, сильно нарушенной антиклинальной структуре, в ядре которой имеется выступ фундамента, перекрытого осадками девона. Структура имеет юго-восточное простирание с относительно крутым (3-50°) юго-западным и пологим (1-20°) северо-восточным крыльями. Основная сводовая залежь приурочена к базальным песчаникам III горизонта эйфельского яруса мощностью около 30 м.. Этаж нефтеносности этого горизонта около 40-45 м. Глубина залегания залежи на своде 120-160 м и увеличивается на северо-восточном крыле до 200-220 м. Дебиты нефти из скважин не превышали 1,5 т/сутки ввиду большой вязкости нефти (плотность 0,935-0,940 г/см³) и дегазированной залежи. Поэтому для увеличения отдачи пласта здесь с 1944 году впервые в СССР была применена методика разработки нефтяной залежи шахтным способом.

В подземных скважинах в зонах повышенной трещиноватости дебиты увеличиваются до 25-30 т/сутки, а при отсутствии трещин и плохой проницаемости пласта составляют около 1,5-2 т/сутки. Кроме подземных скважин добыча нефти ведется с помощью дренажных выработок (штреков), что значительно увеличивает коэффициент нефтеотдачи пласта.

Западно-Тэбукское нефтяное месторождение. Приурочено к антиклинальной структуре почти широтного простирания. Нефтеносны здесь в основном отложения среднего и верхнего девона. В последнее время появились представления о рифовой природе девонских известняков. Основные запасы нефти приурочены к III горизонту эйфельского яруса, который представлен хорошо проницаемыми песчаниками мощностью 10-20 м. Выше III горизонта прослеживается толща терригенно-карбонатного состава, содержащая песчаные горизонты (II и II-б), которые в пределах Западно-Тэбукского месторождения имеют суммарную

мощность 12-15 м и содержат промышленные залежи нефти.

Наиболее рельефна структура по кровле карбонатных верхнедевонских отложений, что обусловлено наличием верхнефранского рифового массива. Месторождение многопластовое. Залежи, выявленные по всему разрезу девона в интервале глубин 1300-2000 м, объединены в два этажа нефтеносности.

Нижний этаж включает основные залежи нефти, открытые в песчаных пластах среднего и верхнего девона (ПІ, П б, Па и І в), а также нефтенасыщенные доломиты нижележащих образований силура. Наибольшей продуктивностью (250-400 т/сут.) характеризуются пласты ПІ и Пб эйфельского яруса, что обусловлено их большой эффективной мощностью (15-23 м), высокой пористостью и проницаемостью пород. Залежи сводового типа, на западе стратиграфически экранированные.

Залежи карбонатных пород верхнего девона образуют второй этаж нефтеносности. Залежь в кавернозных и выщелоченных органогенных верхнефранских известняках связана с рифовым массивом. Дебиты нефти из этой залежи достигали 1000 т/сут. Плотность нефти 850 кг/м³, содержание серы 0,71, парафина 4,9 % .

ВОЛГО-УРАЛЬСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция занимает восточную часть Русской платформы. Восточной границей этой провинции является Предуральский прогиб, выделяемый в качестве самостоятельной нефтегазоносной провинции. На юге Волго-Уральская провинция граничит с нефтегазоносной провинцией Прикаспийской мегасинеклизы, которую следует рассматривать как погруженную часть Русской платформы. На западе и севере расположены центральные и северные районы Русской платформы, нефтегазоносность которых еще не установлена, поэтому границы рассматриваемой провинции здесь можно провести пока условно: На юго-западе ее ограничением являются восточные склоны Воронежского массива.

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция занимает обширную территорию: Башкирской, Татарской и Удмуртской автономных республик, западные части Пермской и Оренбургской областей, Куйбышевской, и частично Ульяновской области, а также большие части Саратовской и Волгоградской областей. Общая площадь нефтегазоносных и перспективных земель составляет около 650 тыс. км².

Нефтяные и газовые ресурсы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции играют важную роль в народном хозяйстве страны. Всего с начала разработки в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции было добыто **свыше 3 млрд.** т нефти и большое количество газа. По добыче нефти в пределах провинции первое место занимает Татарская АССР, второе - Башкирская АССР и третьи районы Куйбышевского Поволжья.

Геолого-Геофизическая изученность. Выявленные на территории Волго-Уральской провинции местоскопления нефти и газа сосредоточены в 60 продуктивных пластах палеозойской группы. Основные местоскопления нефти и газа расположены: Ромашкинское и Новоелховско-Домосейкинское в Татарской АССР, Арланское, Туймазинское и Шкаповское в Башкирской АССР, Ярино-Каменноложское и Осинское в Пермской области, Мухановское и Кулешовское – в Куйбышевской области, Покровское и Оренбургское в Оренбургской области, Коробковское-в Волгоградской области и др.

В 1932 г. на Ишимбайской площади был получен фонтан нефти из рифогенных артинско-сакмарских известняков, вскрытых скважиной, заложенной

по данным геолога А. А. Блохина. Открытие Ишимбайского нефтяного месторождения явилось мощным толчком для дальнейшего широкого развертывания поисково-разведочных работ в провинции. К началу 1941 г. было открыто 14 месторождений нефти: Ишимбайская группа, Краснокамское, Северо-Камское, Полазненское, Бугурусланское, Новостепановское, Сызранское, Яблоневый Овраг, Туймазинское и др. В Ишимбайском и Бугурусланском районах залежи нефти были выявлены в пермских отложениях, а в остальных районах - в средне- и нижне-каменноугольных.

В 1941-1945 гг. в Волго-Уральской провинции выявлено около 20 месторождений нефти и газа. Наиболее значительными являются открытия залежей нефти в терригенных отложениях девона на Самарской Луке в районе с. Яблоневый Овраг и на Туймазинской площади в Башкирской АССР.

Послевоенный период (1946-1965 гг.) характеризовался широким развитием поисково-разведочных работ, особенно в Башкирской и Татарской АССР, Куйбышевской, Пермской и Оренбургской областях. Большим достижением последних лет является открытие залежей нефти и газа в Удмуртской АССР, Пермской и Оренбургской областях.

В результате поисково-разведочных работ в Волго-Уральской НГП создана сырьевая база нефтедобывающей промышленности.

Характерной чертой развития нефтедобывающей промышленности Волго-Уральской провинции является ее устойчивый рост. Особенно резко добыча нефти начала увеличиваться с 1946 г. в основном за счет Татарской АССР, Башкирской АССР и Куйбышевской области. В 1945 г. в провинции было добыто 2,8 млн. т. нефти, т. е. в 2 с лишним раза больше, чем в 1938г. Добыча нефти с конденсатом (в млн. т.) составила: в 1955 г. - 41, в 1960 г. 105, в 1965г.- 173, в 1970 г. -208, в 1976 г. -216, в 1979г.- 193.

Первое, относительно крупное по тому времени Елшано-Курдюмское месторождение газа выявлено в 1941 г. в Саратовской области. С момента его открытия началось развитие газодобывающей промышленности в Волго-Уральской провинции. Добыча газа развивалась значительно медленнее, чем добыча нефти. Только с открытием Оренбургского газоконденсатного месторождения темп добычи газа ускорился. Добыча газа (в млрд. м³) составила: в 1960 г. - 9,3, в 1965 г. - 22,4, в 1970г.- 17,5, в 1976 г. - 33,7, а в 1980 г. - 48,6.

Всего с начала разработки, в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции на 1/1 1980 г. добыто 4266 млн. т. нефти и конденсата и 352,3 млрд. м³ свободного газа.

На территории Волго-Уральской провинции с начала развития поисково-разведочных работ (1930 г.) выполнен большой комплекс геолого-геофизических исследований, включающий региональные и детальные геофизические исследования, геолого-поисковые и поисково-разведочные работы.

Почти вся территория провинции покрыта геологической съемкой различного масштаба, гравиметрическими, магнитометрическими и электроразведочными исследованиями. Глубокими скважинами вскрыт весь разрез осадочного чехла от мезозойско-кайнозойских до рифейско - вендских отложений включительно. Большим числом скважин вскрыты породы кристаллического фундамента. Начиная с 1930г., в провинции пробурено 18748 опорных, параметрических и поисково-разведочных скважин общим объемом 36,1 млн. м. Средняя плотность бурения в провинции - 59 м/км².

Однако территория Волго-Уральской провинции исследована

неравномерно. Наиболее изучены земли Татарской АССР, Башкирской АССР, Куйбышевской области, правобережной части Саратовской и Волгоградской областей. Плотность бурения здесь превышает 100 м/км². Северные и юго-восточные районы провинции изучены значительно слабее. Плотность бурения (в м/км²) составляет: в Оренбургской области - 64, в Пермской области - 47, в Удмуртской АССР - около 28. Неравномерная изученность характерна и для разреза осадочного чехла. Лучше всего изучены пермские отложения, меньше каменноугольные и девонские и слабо рифейско - вендские. Самые глубокие скважины пробурены в Куйбышевской (средняя глубина 2922 м) и Оренбургской (3200 м) областях.

В Волго-Уральской НГП наиболее глубокой скважиной является Ташлинская скважина 25 (забой на глубине 5452 м в живецких отложениях среднего девона), пробуренная в южной части Бузулукской впадины.

Геотектоническое строение. Преобладающие геодинамические обстановки: внутриконтинентальных рифтов (средний - поздний рифей - ранний венд); надрифтовых депрессий (венд-кембрий); внутриконтинентальный рифтогенез (силур - девон); пассивная окраина Восточно-Европейского континента (девон - карбон - ранняя пермь); обдукция (поздний карбон - пермь); ороген столкновения пассивной окраины с девонской островной дугой (поздняя пермь - ранний мезозой); изостатического выравнивания и образования наложенных впадин в пределах орогена столкновения (мезозой - кайнозой).

Геологическое строение. Осадочный чехол Волго-Уральской нефтегазоносной провинции состоит из двух структурных этажей: верхнепалеозойско-мезозойский, нижнепалеозойский, последний залегает на породах кристаллического фундамента архейско-нижнепротерозойского возраста, наиболее хорошо изученных в центральной и юго-западной частях провинции. В северном, южном и восточном районах фундамент вскрыт единичными скважинами. Вскрытая мощность его обычно не превышает 10-15 м, в редких случаях достигая 40-60 м. Лишь глубокие параметрические скважины на Туймазинской и Ромашкинской площадях прошли около 2000 м по породам фундамента.

Общий структурный план поверхности фундамента характеризуется резким колебанием абсолютных отметок. В центральных районах провинции (Татарский свод) они составляют от -1,5 до -2,0 км, достигая в депрессионных зонах, окружающих своды, -4,5 км. Скважины, пробуренные на севере Бирской седловины (Орьебаш) и на Шкаповской площади, не вышли из осадочного чехла при абсолютных отметках соответственно -4,8 и -5,0 км. Таким образом, амплитуда глубин залегания поверхности фундамента по данным бурения превышает 5 км. Поверхность фундамента по данным геофизических исследований погружена на 7 км в районах городов Абдулино, Уфа и Сарапула и на 10-12 км в Башкирско-Оренбургском Приуралье (Предуральский прогиб). На небольших глубинах вскрыт фундамент в западной приграничной части провинции (2,5-3,0 км). В осадочном чехле, сложенном породами верхнего протерозоя и фанерозоя, бурением и геофизическими исследованиями выявлены крупные сводовые поднятия и разделяющие их впадины и прогибы.

В западной части провинции выделяется Казанско-Кажимский прогиб, в центральной и восточной ее частях - соответственно Татарский и Пермско-Башкирский своды, которые разделены между собой Верхнекамской впадиной и Бирской седловиной. В северной части провинции обособляются Коми-Пермяцкий и Камский своды, отделенные от Татарского и Пермско-Башкирского сводов Чепецкой в Чермозской седловинами.

В южной части расположен Жигулевско - Оренбургский свод, ограниченный

с севера Мелекесской впадиной и Серноводско - Абдулинским прогибом, а с юго-востока Бузулукской впадиной. В юго-восточной части провинции выделяется Соль - Илецкий выступ фундамента. К востоку от Татарского и Жигулевско - Оренбургского сводов отмечается непрерывное погружение палеозойских слоев в сторону Предуральского краевого прогиба. Они слагают вытянутую моноклинал, к югу от горста Каратау почти на 500 км. Восточнее расположен Предуральский краевой прогиб, представляющий собой региональную пограничную структуру между Восточно - Европейской платформой и герцинским складчатым Уралом. В Нижнем Поволжье выделяются юго-восточные части Воронежской антеклизы и Пачелмского прогиба. Казанско-Кажимский прогиб по поверхности фундамента представляет собой узкий (до 50-70 км шириной) грабен, вытянутый в юго-западном направлении на 600 км. Абсолютные отметки фундамента по данным бурения изменяются в том же направлении от -1970 до -2330 м. На севере в Кировской области, прогиб выполнен мощными толщами верхнепротерозойских пород молассового типа, а южнее (в Татарской АССР) терригенными образованиями эйфельского, живетского и нижнефранского возраста. В залегающих выше отложениях верхнего девона прогиб в значительной мере выполаживается. Каменноугольные и пермские отложения дислоцированы несогласно с нижележащими толщами и образуют обширную Вятскую систему линейных дислокаций.

Коми-Пермяцкий свод располагается к востоку от Казанско - Кажимского прогиба и ограничен с севера Предтимаанским прогибом, с юга Чепецкой седловиной, а с востока Верхнекамской впадиной. Отметки фундамента изменяются от -1600 м на юге до -1940 м на севере свода. В осадочном чехле четко выражена лишь северная часть свода, а южная представляет собой пологую моноклинал, осложненную структурными носами. Четко выраженных валообразных структур в пределах свода не установлено.

Татарский свод вытянут в субмеридиональном направлении более чем на 600 км при ширине 120-250 км и ограничен на северо-западе Казанско - Кажимским прогибом, на северо-востоке Верхнекамской впадиной, на юге Серноводско - Абдулинским прогибом, а на юго-западе Мелекесской впадиной. В его пределах выделяются Немская, Кукморская, Альметьевская и Белебеевско-Шкаповская вершины, разделенные флексурами и прогибами северо-восточного простирания. Абсолютные отметки поверхности фундамента изменяются от -1500 м на Кукморской до -1700 м на Белебеевско - Шкаповской вершинах. В осадочном чехле отчетливо выражены Кукморская, Альметьевская и Белебеевско - Шкаповская вершины. В пределах Немской вершины фиксируется моноклинал с амплитудой погружения к северу на 175 м по девонским и на 470 м по каменноугольным отложениям. По верхнепермским отложениям на моноклинал накладывается западный борт Верхнекамской впадины. Территория Нижнекамской системы линейных дислокаций, Кукморской, Альметьевской и Белебеевско - Шкаповской вершин осложнена многочисленными приразломными валами и валообразными зонами северо-восточного и северо-западного простираний.

Непосредственно к востоку от Татарского и Коми-Пермяцкого сводов расположена Верхнекамская впадина. Глубина залегания поверхности фундамента в ее южной части достигает по геофизическим данным 6 км. К северу впадина постепенно выполаживается. В девонских и каменноугольных отложениях она имеет более изометричные очертания, плоское дно и крутые борта. В пермских и мезозойско-кайнозойских отложениях борта впадины, особенно западные, сильно расширяются и перекрывают соседние своды. В ее пределах выделяется ряд валов и валообразных зон (Киенгопский, Ножовский и

др.), к которым приурочены нефтяные месторождения.

Бирская седловина является южным продолжением Бирско - Верхнекамского авлакогена. Длина ее достигает 180 км, ширина 110 км. По геофизическим данным поверхность фундамента залегает здесь на глубинах от 3 до 8 км. По поверхности рифейско - вендских и нижней части девонских отложений строение Бирской седловины асимметрично. Каменноугольные и пермские слои на ее юго-западном борту дислоцированы и образуют довольно рельефные валообразные поднятия, большинство которых не отражается в более древних отложениях (Базинский, Чекомагушский, Андреевский, Ивановский и Карабаевский валы).

Камский свод (размером 280-120 км) на западе ограничен Верхнекамской впадиной, а на востоке круто обрывается в Предуральский краевой прогиб. Поверхность фундамента по данным бурения установлена на абсолютной отметке -2850 м. На юге Камский свод отделяется от Пермско - Башкирского Чермозской седловиной. Наиболее отчетливо свод выражен в нижнепермских отложениях. В его южной части выявлены Кудымкарский и Майкорский валы, имеющие форму вытянутых структурных носов, погружающихся на юг.

В пределах Пермско-Башкирского свода поверхность кристаллического фундамента вскрыта под рифейско-вендскими образованиями на отметке - 2850 м. Свод разделяется Бабкинской седловиной на Пермскую и Башкирскую вершины. Пермская вершина вытянута в северо-восточном направлении на 100 км при ширине 60-70 км. Структурно она выражена очень четко. Амплитуда ее уменьшается от 810 м по пашийскому горизонту верхнего девона, до 540 м по Верейскому горизонту среднего карбона. В пределах вершины выделяются Краснокамский, Каменноложский, Лобановский, Межовский и Осинский валы. Башкирская вершина имеет размеры 170 x 130 км и прослеживается по всем маркирующим горизонтам осадочного чехла. В ее пределах выделяются Таушский, Куединский, Батырбайский и другие валы.

Чермозско - Чепецкая широтная зона прогибания отделяет Коми - Пермский и Камский своды от Татарского и Пермско-Башкирского и протягивается с запада на восток на 300 км при ширине 50-75 км. Изучена она слабо. Поверхность фундамента залегает здесь на глубинах 2 км. По девонским и каменноугольным отложениям, как и по фундаменту, осевая часть зоны выявляется не очень четко. Выше по разрезу она смыкается с южным краем Верхнекамской юрско-триасовой наложенной впадины. В пределах Чермозской седловины выявлен Васильевский вал.

Мелекесская впадина является западной частью Мелекесско - Абдулинского авлакогена и имеет вид неправильного треугольника размерами 140 x 230 км. Поверхность кристаллического фундамента вскрыта отдельными скважинами на отметках от -1810 до -2210 м. Бавлинские осадки в большинстве скважин не установлены, местами отсутствуют образования терригенного девона. В девонских, каменноугольных и пермских отложениях впадина заметно выполаживается. В ее пределах выявлен дизъюнктивный Пичкасско - Бугровский вал и ряд валообразных зон.

Абдулинский прогиб является восточной частью Мелекесско - Абдулинского авлакогена и отделен на западе от Мелекесской впадины Сокско-Шемшинскими дислокациями. Прогиб протягивается в юго-восточном направлении на 230 км при ширине от 35-40 км на западе до 130-150 км на востоке. Глубина залегания поверхности фундамента по геофизическим данным вблизи южного борта составляет 3,5 км на западе и 6 км на востоке. В осадочном чехле прогиб нивелируется за счет заполнения его бавлинскими отложениями. Валы, осложняющие прогиб, лучше всего изучены в его бортовых частях (Сокско-

Шешминская и Большекинельская системы дислокаций).

Жигулевско-Оренбургский свод вытянут с запада на восток на 550 км при ширине 200 км на западе и 110 км на востоке. Поверхность фундамента погружается в этом же направлении от 1420 до 2980 м. Почти повсеместно в пределах свода в разрезе отсутствуют рифейско - вендские отложения. В западной и северной наиболее приподнятых его частях из

разреза местами выпадают также низы девонских отложений. Поперечной Жигулевско - Самаркинской системой линейных дислокаций свод разделяется на Жигулевско - Пугачевскую и Оренбургскую вершины. В палеозойском осадочном чехле весьма рельефно выражена лишь Жигулевско - Пугачевская вершина, а Оренбургская как замкнутая структура не прослеживается и представляет собой моноклираль. Кроме этого, в пределах свода выделяются многочисленные валы и валообразные зоны (Раковский, Шумаркинский, Покровский, Кулешовский и др.).

Бузулукская впадина на севере ограничена Жигулевско - Оренбургским сводом, а на юге Прикаспийской синеклизой. Ширина ее в северной части изменяется от 30 - 40 км, до 150-200 км в южной частях. Глубина залегания поверхности фундамента достигает 6 км. Впадина прослеживается по всему разрезу осадочного чехла.

В пределах юго-восточного склона платформы, протягивающегося на 500 км, наблюдается региональное погружение подсольных палеозойских отложений от Татарского и Жигулевско - Оренбургского сводов к востоку. Ширина склона изменяется от 50 до 100 км, а глубина залегания поверхности фундамента в его пределах по геофизическим данным колеблется от 4 до 10 км. В самой южной части склона выделяется Соль - Илецкий выступ с глубинами залегания поверхности фундамента 4-5 км. Хотя структурный план поверхности фундамента нивелируется бавлинскими отложениями, он все же в значительной мере определяет размещение тектонических элементов в девоне и карбоне.

Предуральский краевой прогиб вытянут в меридиональном направлении от Тиманского кряжа на севере до широты г. Соль-Илецка на юге на расстояние свыше 1000 км при ширине от 20 до 110 км. В средней своей части он перекрыт надвигом Каратау. Краевой прогиб выполнен мощной толщей пермских отложений и характеризуется асимметричным строением бортов и зонально-полосовым распределением фаций. Наиболее хорошо изучены нижне - и верхне-пермские структурные этажи. В составе краевого прогиба с севера на юг обособляются, Соликамская, Юрюзано - Сылвенская и Вельская впадины.

В Нижнем Поволжье выделяются юго-восточное окончание Пачелмского авлакогена, юго-восточный склон Воронежской антеклизы и южный склон Жигулевско - Оренбургского свода. Эти основные тектонические элементы осложнены рядом более мелких структур. К ним относится Степновский вал, унаследовано развивавшийся со среднего девона до палеогена. Мезозойские образования залегают согласно с девонскими, но менее дислоцированы. Елшано - Сергиевская флексура и Карамышская наложенная депрессия осложняют юго-восточную часть Пачелмского прогиба. В регионе южнее Карамышской депрессии выделяются Жирновско - Бахметьевский резко приподнятый блок, Арчедино - Коробковский мегавал, Уметовская флексура и ряд более мелких структур. Кроме того, обособляется Кудиновско - Волгоградский погребенный вал девонского времени формирования.

Нефтегазоносность Волго-Уральской НГП. На территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции промышленные залежи нефти и газа приурочены к додевонским, девонским, каменноугольным и пермским отложениям. В них выделяется до восьми основных, продуктивных комплексов:

терригенный среднего и верхнего девона, карбонатный верхнего девона и турнейского яруса нижнего карбона, терригенный нижнего карбона, карбонатный и терригенно-карбонатный нижнего и среднего карбона, карбонатный верхнего карбона и нижней перми, карбонатно-терригенный верхней перми. В девонских отложениях сосредоточено 30% разведанных запасов нефти и 2% газа. В каменноугольных - 58% нефти и 80% газа и в пермских нефти 40%, и 90% газа. Терригенный, продуктивный комплекс девона принят в объеме от подошвы эйфельского или живетского ярусов до кровли кыновского горизонта. Продуктивны здесь шесть пластов песчаников (Д- V, Д-IV, Д-III, Д-II, Д-1 и Д-0), разделенных пачками глин и аргиллитов. Наиболее широко развиты пласты песчаников живетского яруса и нижнефранского подъяруса. Пласт Д-IV (воробьевский горизонт) распространен в центральной и южной частях Урало-Поволжья, пласт Д-5 (нижняя часть эйфельского яруса) на юге территории. Промышленная нефтеносность этих пластов установлена на большей части провинции.

За последние годы в терригенном девоне выявлен ряд новых небольших месторождений нефти: на Башкирском, Татарском сводах; в Верхнекамской и Бузулукской впадинах; на юго-восточном склоне платформы.

Карбонатный комплекс верхнего девона и нижнего карбона объединяет отложения от кровли кыновского горизонта до кровли турнейского яруса. Комплекс сложен карбонатными породами в различной степени пористыми, трещиноватыми, кавернозными. Пласты-коллекторы установлены в доманиковых (два пласта), мендымских (два), верхнефранских (три), фаменских (один) и турнейских (до четырех) отложениях. Коллекторские свойства их весьма изменчивы. Региональной крышкой для этого продуктивного комплекса служат глины и аргиллиты нижней терригенной толщи визейского яруса, а местами глинисто-карбонатные породы верхней части турнейского яруса.

В карбонатных отложениях верхнего девона в последние годы залежи нефти выявлены в южной части Татарского свода, на Башкирском, Жигулевско - Пугачевском сводах и в Предуральском прогибе. Залежи преимущественно небольшие. Значительно больше их приурочено к карбонатным коллекторам турнейского яруса. Наиболее продуктивными являются пласты кизеловского и заволжского горизонтов. К этому комплексу приурочена примерно 1/10 часть запасов нефти провинции. К терригенному, продуктивному комплексу нижнего карбона относятся песчано-глинистые породы Малиновского и яснополянского надгоризонтов, широко развитые в пределах Камско-Кинельской системы прогибов. На остальной территории Волго-Уральской провинции распространены только образования яснополянского надгоризонта.

В указанной системе прогибов в разрезе терригенных отложений нижнего карбона выделяется до 10 продуктивных пластов. Больше всего пластов (до восьми) установлено в южной части этой системы прогибов, а на остальной территории число их не превышает пяти-шести. Широко распространены пласты яснополянского надгоризонта, с которыми связано большое число залежей.

Пласты-коллекторы терригенного комплекса нижнего карбона сложены песчаниками и алевролитами. Некоторые из них имеют локальное распространение. Литологический состав и мощность пластов сильно изменчивы по площади. Региональной крышкой этого комплекса служат глины и глинистые известняки тульского горизонта. Следует отметить, что местами в северной части провинции продуктивные песчаники бобриковского и тульского горизонтов объединяются в один или два продуктивных пласта. Запасы нефти этого комплекса составляют около 1/3 запасов провинции.

Разрез карбонатного и терригенно-карбонатного, продуктивного комплекса

среднего карбона в разных частях рассматриваемой провинции не одинаков. На юге территории в нем значительную роль играют терригенные породы, а на севере - карбонатные. К этому продуктивному комплексу приурочено 10-11 нефтегазовых пластов, в том числе два в башкирском ярусе, до шести в верейском горизонте и до трех в каширском и подольском горизонтах.

На юге провинции пласты верейского горизонта представлены в основном песчаниками и алевролитами, а на севере - известняками. Покрышкой залежей являются прослойки глин и глинистых известняков. Многочисленные залежи нефти установлены в Камско - Кинельской системе прогибов. В карбонатных отложениях каширского и подольского горизонтов залежи нефти и газа сравнительно невелики и менее распространены, чем в верейском горизонте. В мячковском горизонте разведаны пока единичные небольшие залежи нефти. Запасы нефти и свободного газа комплекса в целом составляют около 1/5 запасов провинции.

Карбонатный комплекс верхнего карбона - нижней перми распространен на всей территории провинции, однако нефтегазоносность его, выявлена только в юго-восточной части и в Предуральском прогибе. Это связано с широким развитием здесь галогенной толщи пород кунгурского яруса, являющейся надежным экранирующим горизонтом. На остальной территории эта покрышка почти полностью отсутствует. В Предуральском прогибе коллекторские горизонты нижней перми представлены рифогенными образованиями. В этом комплексе выявлены новые залежи газа, в том числе Оренбургское газоконденсатное месторождение. Запасы нефти карбонатного комплекса незначительны, а запасы свободного газа составляют 90% от запасов провинции в целом.

Карбонатно - терригенный комплекс верхней перми выделен в объеме от подошвы уфимского яруса до кровли галогенной толщи казанского яруса. Промышленно нефтеносен он только в пределах Жигулевско-Пугачевского свода. В этом комплексе выделяется до четырех нефтяных и газовых пластов. Приуроченные к ним залежи небольшие и разведанные запасы нефти и газа незначительны.

Анализ материала по залежам нефти и газа показывает, что больше половины их (до 56 %) приурочено к двум основным наиболее широко распространенным продуктивным комплексам: терригенному, нижне-каменноугольному (26 %) и девонскому терригенному (до 30 %).

В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции **на 1/1 2000 г, выявлено 1050, в разработке находятся 784 месторождения нефти и газа, в том числе 632 нефтяных, 66 нефтегазовых, 24 газовых и 2 газоконденсатных.** Среди этих месторождений крупные и крупнейшие такие как: Ромашкинское, Арланское, Ярино-Каменноложское, Новоелхоское, Бавлинское, Туймазинское, Шкаповское и Кулешовское нефтяные, Оренбургское газоконденсатное, Мухановское и Коробковское газонефтяные и др.

Нефтегазогеологическое районирование. В Волго - Уральской нефтегазоносной провинции выделяются **десять нефтегазоносных областей.** Три из них нефтеносные - Татарская, Верхне - Камская и Пермско-Башкирская, занимающие центральную и северную части провинции; четыре нефтегазоносные - Южно-Предуральская, Мелекесско - Абдулинская, Средневожская и Нижневожская; одна газонефтеносная Уфимско - Оренбургская, расположенные в южной части провинции. Кроме того, в состав провинции входят земли Казанско-Кажимского и Вычегодского прогибов, Коми-Пермяцкого свода и Немской вершины Татарского свода.

В Волго- Уральской нефтегазоносной провинции за длительный период поисков и разведки залежей нефти и газа выполнены большие объемы работ. Основная доля прогнозных запасов нефти (60%) приходится на карбонатные

отложения.

Перспективы открытия новых месторождений связаны с юго - восточной частью Волго- Уральской провинции, Уфимско-Оренбургской ГНО, Бузулукской впадиной в Средневожской нефтегазоносной области, Ишимбайским НГР. Кроме того, определенными перспективами обладает северная часть Верхнекамской НГО.

1. Татарская НО (Татарский свод)

Ромашкинское нефтяное, открыто в 1948г., (С₁₋₂ Д₂₋₃), 227 залежей

Новоелховское нефтяное 1950г., (С₁₋₂ Д₃), 213 залежей

Бавлинское нефтяное 1945 г., (С₁ Д₂₋₃), 12 залежей

Туймазинское нефтяное 1937 г., (С₁₋₂ Д₃), 122 залежи

Шкаповское нефтяное, 1953г., (С₁ Д₂₋₃), 97 залежей

Троицкое нефтяное 1950г., (Д₂₋₃), 24 залежи

Белебеевское нефтяное 1958г., (С₁ Д₂₋₃), 18 залежей

Серафимовское нефтяное, 1949 г., (С₁ Д₂₋₃), 54 залежи

2. Верхнекамская НО (Верхнекамская впадина,

Мишкинское нефтяное, 1966 г., (С₁₋₂) 9 залежей

Ножовское нефтяное, 1966 г., (С₁₋₂) 26 залежей

Чутырско-Киенгопское газонефтяное, 1962 г., (С₁₋₂) 7 залежей

Южно-Киенгопское нефтяное, 1971 г., (С₁₋₂) 6 залежей

3. Пермско-Башкирская НО (Камский свод Пермско-Башкирский свод)

Краснокамское нефтяное, 1954г., (С₂, Д₃) 3 залежи

Ярино-Каменноложское нефтяное, 1954г., (С₁₋₂) 3 залежи

Игровское нефтяное, 1961г., (С₁₋₂) 52 залежи

Татышлинское нефтяное, 1960г., (С₁₋₂ Д₂₋₃) 38 залежей

Четырманское нефтяное, 1959г., (С₁₋₂ Д₂₋₃) 64 залежи

4. Южно-Предуральская НГО (Соликамская впадина, Юрюзано - Сылвенская впадина, Косьвинско-Чусовская седловина, Вельская впадина)

Чусовские городки (Верхнечусовское) нефтяное, открыто в 1929 г. - первое месторождение в провинции, (С₁) 2 залежи

Ишимбайское нефтяное, открыто в 1932 г., (Р₁) 1 залежь, риф

Кинзебулатовское нефтяное, 1943г., (Р₁) 1 залежь, риф

5. МелекесскоАбдулинская НГО (Токмовский свод, Мелекесская впадина, Абдулинский прогиб)

Казанлинское нефтегазовое, 1947г., (С₁) 1 залежь

Дерюжевское нефтяное 1943г., (С₁₋₂ Р₁ Д₃) 11 залежей

Сосновское нефтяное, 1943г., (С₁₋₂ Р₂ Д₃) 8 залежей

Радаевское нефтяное, 1948г., (С₁ Д₃) 4 залежи

6. Средневожская НГО (Жигулёвско-Оренбургский свод, Бузулукская впадина)

Мухановское нефтяное, 1945г., (Д₂₋₃ Р₁ С₁) 14 залежей

Яблонувый Овраг нефтяное, 1937г., (С₁ Д₃) 4 залежи

Покровское нефтяное, 1949г., (С₁₋₂ Д₃) 10 залежей

Кулешовское нефтяное, 1958г., ((Д₂ Р₁ С₁₋₂) 15 залежей

Сорочинско-Никольское нефтяное, 1954г., (Р₁₋₂ С₁) 23 залежи

7. Нижневожская НГО (Жирновско-Уметовский вал, Степновский вал, Елшано-Сергиевский вал, Юго-восточная часть Пачелмского прогиба, юго-восточный склон Воронежской антеклизы)

Жирновское нефтяное, 1949г., (Д₃ С₁₋₂) 22 залежи
Коробковское НГК, 1951г., (J₂ С₁₋₂₋₃) 11 залежей
Песчано-уметское НГК, 1945г., (Д₂₋₃ С₁₋₂) 4 залежи
Соколовогорское нефтяное, 1945г., (Д₂₋₃ С₁₋₂) 13 залежей
Арчединское газонефтяное, 1946г., (Д₃ С₁₋₂) 18 залежей
Зимовское газонефтяное, 1957г., (Д₃ С₁₋₂) 11 залежей

8. Уфимско – Оренбургская ГНО (юго-восточный склон платформы, Соль - Илецкий выступ)

Сергеевское нефтяное, 1961г., (С₁ Д₂₋₃) 32 залежи
Оренбургское газоконденсатное, 1966г., (С₂₋₃ Р₁) 3 залежи
Уршакское нефтяное, 1971г., (С₁ Д₂₋₃) 11 залежей

9. Бузулукская НГО (Бузулукская впадина).

Зайкинское нефтегазоконденсатное

Бобровское газонефтяное

Вишнёвское

Казанско-Кажимского и Вычегодского прогибов, Коми-Пермяцкого свода и Немской вершины Татарского свода.

Татарская нефтеносная область приурочена к одноименному своду без его Немской вершины. В составе ее выделяются Кукморский, Нижнекамский, Ромашкинский и Шкаповский нефтеносные районы. Газовые факторы нефти невысокие. Промышленная нефтеносность области приурочена к интервалу отложений от эфельского яруса среднего девона до московского яруса среднего карбона. Основные запасы (свыше 90%) и добыча приурочены к терригенной толще девона. Нефть в карбонатной части девона и карбона распределена по многочисленным залежам, значительная часть которых еще полностью не разведана.

В Татарской нефтеносной области открыто большое число нефтяных месторождений - Ромашкинское, Новоелховское, Бавлинское, Туймазинское и др. В связи с высокой степенью разведанности терригенных отложений девона возможность открытия в них новых значительных залежей маловероятна. В пределах большей части Кукморского района, расположенного на северо-западе области, терригенные отложения девона отсутствуют. На юго-востоке района в них возможно открытие небольших залежей нефти. Основные перспективы нефтеносности Татарской области связываются с карбонатными и терригенными отложениями нижнего и среднего карбона, а также с девонскими карбонатными породами.

Верхнекамская нефтеносная область в тектоническом отношении приурочена к Верхнекамской впадине и Бирской седловине. Промышленные залежи нефти связаны с отложениями от живетского яруса среднего девона до сакмарского яруса нижней перми. Основные запасы (свыше 90 %) сосредоточены в каменноугольных отложениях.

В области выделяются Глазовский, Киенгопско-Верещагинский, Ижевский и Арланский нефтеносные районы.

Возможности открытия новых залежей нефти в Верхнекамской нефтеносной области связаны главным образом с ее северными (Киенгопско - Верещагинским и Ижевским) районами. В Арланском районе, занимающем южную часть области, проведен большой объем поисковых и разведочных работ, в результате чего в отложениях нижнего

и среднего карбона выявлен ряд нефтяных месторождений, в том числе и Арланское. Перспективы открытия новых сколько-нибудь значительных залежей здесь маловероятны.

В Ижевском районе величина прогнозной оценки указывает на возможность открытия новых нефтяных месторождений. Имеющиеся данные по геологическому строению и нефтеносности этого района позволяют связывать ближайшие перспективы с терригенными и карбонатными отложениями девона и нижнего карбона и карбонатными коллекторами среднего карбона.

В Киенгопско-Верещагинском нефтеносном районе, занимающем центральную часть области, выявлен ряд нефтяных залежей. Разведанные запасы нефти сосредоточены в основном в карбонатных и терригенных коллекторах среднего и нижнего карбона. Открытие новых залежей в этих отложениях наиболее вероятно в северо-восточной части района, где выявлено два месторождения. В терригенных коллекторах девона, пока еще слабо изученных, открыта единственная залежь нефти в южной части района. Анализ условий распределения углеводородов в Киенгопско-Верещагинском районе позволяет ожидать открытие скоплений нефти в девонских отложениях его центральной части. Этот район является единственным в Волго-Уральской провинции, где были получены притоки нефти из верхнепротерозойских пород, что указывает на возможную нефтеносность этих отложений. В наиболее слабо изученном Глазовском районе перспективы связываются с отложениями среднего карбона.

Пермско-Башкирская нефтеносная область охватывает Камский и Пермско-Башкирский своды и Чермозскую седловину. Основные запасы (свыше 90%) сосредоточены в каменноугольных отложениях. Пермско - Башкирская нефтеносная область характеризуется большим стратиграфическим диапазоном промышленной нефтеносности. Залежи нефти здесь выявлены в муллинских, пашийских, фаменских, турнейских, башкирских и верейских отложениях. Дальнейшие перспективы открытия нефтяных залежей во всех районах области связываются с этими же породами. В терригенных коллекторах девона наиболее вероятно обнаружение залежей нефти в северо-западных участках области.

В состав области входят Камский, Чермозский, Пермский и Башкирский нефтеносные районы.

Камский район находится на одноименном своде и отличается высоким коэффициентом разведанности запасов. Чермозский район расположен в одноименной седловине и также характеризуется высокой разведанностью запасов. Пермский район приурочен к Пермской вершине Пермско - Башкирского свода, а Башкирский - к Башкирской вершине этого свода. Коэффициенты разведанности запасов здесь тоже высокие. Наибольшими перспективами характеризуется Башкирский нефтеносный район.

Южно-Предуральская нефтегазоносная область занимает южную часть Предуральского краевого прогиба и включает Соликамскую и Юрюзано - Сылвенскую впадины с разделяющей их Косьвинско-Чусовской седловиной, а также Вельскую впадину. В пределах области выделяются Соликамский и Косьвинско-Чусовской нефтеносные и Юрюзано - Сылвенский и Ишимбайский нефтегазоносные районы. Все они относятся к одноименным структурным элементам, за исключением Ишимбайского, который расположен в Вельской впадине. Запасы нефти сосредоточены в основном в каменноугольных отложениях северных районов области, а запасы газа - в нижнепермском комплексе на юге.

Южно-Предуральская нефтегазоносная область изучена бурением весьма неравномерно. Хорошо изучен Косьвинско-Чусовской район. Промышленная

нефтеносность здесь установлена в турнейских, яснополянских, среднекаменноугольных и нижнепермских отложениях. Открытие новых залежей в них возможно в юго-восточной части Косьвинско-Чусовского района. Девонские отложения перспективны на всей территории района. Геологические особенности района указывают на возможность открытия в его пределах гидродинамических залежей нефти.

Соликамский район наиболее перспективный в области, поскольку характеризуется благоприятными условиями для формирования и сохранения нефтяных скоплений. Ближайшие перспективы открытия залежей нефти связываются с фаменскими, ниже - и средне каменноугольными и пермскими отложениями, промышленная нефтеносность которых уже доказана.

В Юрюзано-Сылвенском нефтегазоносном районе наиболее перспективны для открытия нефтегазовых скоплений каменноугольные и пермские отложения. Степень их перспективности возрастает с запада на восток. В южной части района в качестве перспективных отложений могут рассматриваться девонские и нижнепалеозойские образования.

Относительно хорошо изученный Ишимбайский район характеризуется нефтегазоносностью в диапазоне, среднедевонских - нижнепермских отложений включительно. В этом районе, приуроченном к северной части Вельской впадины, основные перспективы открытия новых месторождений нефти и газа связываются с терригенными и карбонатными отложениями девона, карбонатными коллекторами нижнего карбона и нижнепалеозойскими отложениями, которые залегают на больших глубинах. В связи со значительной изученностью пермских отложений перспективы открытия здесь новых залежей ограничены. Структурно-фациальный анализ указывает на возможность открытия в карбонатных верхнедевонских и турнейских коллекторах Ишимбайского района массивных залежей нефти.

В Соликамском нефтеносном районе коэффициент разведанности запасов невысок. Косьвинско-Чусовской нефтеносный район занимает небольшую площадь по сравнению с остальными районами области. В его пределах было открыто первое месторождение нефти в Волго-Уральской провинции - Чусовские Городки. В Ишимбайском нефтегазоносном районе запасы нефти и газа связаны с рифогенными породами нижней перми.

Несмотря на то, что в Предуральском краевом прогибе поисково-разведочные работы ведутся уже более 40 лет, степень изученности его пока невысока, особенно это относится к глубоко залегающим перспективным горизонтам.

Мелекесско-Абдулинская нефтегазоносная область включает Мелекесскую впадину и Абдулинский прогиб.

Запасы нефти связаны с карбонатно - терригенными отложениями от эйфельского яруса среднего девона до казанского яруса верхней перми. Основной объем их (свыше 90 %) сосредоточен в каменноугольных отложениях. Запасы газа приурочены в основном к пермским отложениям. В области выделяются Мелекесский нефтеносный и Абдулинский нефтегазоносный районы. Коэффициент разведанности первого из них высокий, перспективность второго возрастает в восточном направлении. Ближайшие перспективы открытия залежей нефти и газа здесь связываются с пашийскими, турнейскими, яснополянскими и среднекаменноугольными отложениями, перспективны также породы перми.

Уфимско-Оренбургская газонефтеносная область занимает юго-восточный склон Русской плиты. Запасы нефти почти поровну распределены между отложениями девона и карбона. Область подразделяется на уфимский нефтеносный и Соль - Илецкий газонефтеносный районы. Все запасы газа

сосредоточены в отложениях нижней перми и верхнего карбона Соль - Илецкого района.

Уфимско - Оренбургская газонефтеносная область перспективна в отношении открытия залежей нефти и газа. В Уфимском районе возможно обнаружение залежей нефти в терригенных девонских и ниже - каменноугольных коллекторах, а также в карбонатных породах турнейского и фаменского ярусов в пределах линейных, структурных зон, пересекающих район в северо-восточном направлении. Центральная часть области отнесена к перспективным землям. Здесь доказана промышленная нефтеносность девонских отложений и газоносность пород перми. Имеющиеся данные указывают также на перспективность отложений каменноугольного возраста.

В Соль - Илецком газоносном районе открыто Оренбургское газоконденсатное месторождение. Основными промышленными объектами являются верхнекаменноугольно - нижнепермские отложения. С ними же связываются дальнейшие перспективы открытия новых месторождений, прежде всего в южной и юго-восточной частях района. Анализ материалов глубокого бурения позволяет высоко оценивать и перспективы нижнекаменноугольных отложений.

Средневожская нефтегазоносная область приурочена к Жигулевско - Оренбургскому своду и Бузулукской впадине. Основные запасы нефти сосредоточены в каменноугольных (почти 70 %) и девонских (более 25 %) отложениях. Запасы газа невелики. Область характеризуется наиболее высоким диапазоном нефтегазоносности в Урало - Поволжье. В разрезе палеозойских отложений нефтегазоносные объекты установлены в горизонтах от среднедевонских до верхнепермских включительно. Почти все выявленные запасы нефти и газа сосредоточены в восточной половине области.

В состав области входят Покровский и Жигулевско - Самаркинский нефтеносные и Пилюпинский нефтегазоносный районы, а также перспективные земли Бузулукской впадины и Балаковской вершины.

Покровский нефтеносный район - основной по разведанным запасам нефти. Открытие новых залежей нефти и газа наиболее вероятно в девонских, каменноугольных и пермских отложениях его восточной и южной частей. Жигулевско - Самаркинский нефтеносный район наиболее перспективен в восточной части, особенно на бортовых участках Камско - Кинельской системы прогибов.

В Пилюгинском нефтегазоносном районе открытие новых небольших залежей нефти и газа возможно в девонских, каменноугольных и пермских отложениях. Территория Балаковской вершины, находящаяся на границе с Прикаспийской синеклизой, относится к малоперспективным землям. В Бузулукской впадине залежи нефти и газа могут быть открыты во всех регионально нефтегазоносных комплексах.

Нижневожская нефтегазоносная область расположена в пределах юго-восточного склона Воронежской антеклизы и юго-восточной части Пачелмского прогиба. Здесь выделяется шесть районов: Верховский, Саратовский, Степновский газонефтеносные, Кудиновский, Жирновский и Камышинский нефтегазоносные и перспективные земли в северной и южной частях области. Диапазон нефтегазоносности охватывает отложения от эфельского яруса среднего девона до казанского яруса верхней перми. Кроме того, на Коробковской площади выявлены четыре небольшие залежи газа в отложениях юрской системы.

Нефтегазоносные районы, входящие в Нижневожскую область, отличаются друг от друга по тектоническому строению и характеру

нефтегазоносности. Верховский район приурочен к южной части Арчедино - Коробковского вала, Кудиновский - к Кудиновско-Волгоградскому погребенному валу, Жирновский - к высокоподнятому блоку, осложняющему Карамышскую депрессию, Саратовский - к Елшано - Сергиевской флекуре и Карамышской депрессии, Степновский - к одноименному валу и Камышинский - к Уметовской флекуре восточного склона Воронежской антеклизы.

Основные разведанные запасы углеводородов Нижневолжской нефтегазоносной области сосредоточены в Жирновском районе. Главные продуктивные горизонты находятся в каменноугольных отложениях, небольшие запасы (1,6%) связаны с пермскими отложениями. Второе место по запасам занимает Кудиновский район, содержащий залежи в терригенном девонском комплексе. Третье место принадлежит Степновскому району, запасы которого на 90% сосредоточены в девонских и на 10% в каменноугольных образованиях. Запасы Саратовского района (находятся на четвертом месте) связаны в основном с каменноугольными образованиями и только 3% с девонскими. Камышинский и Верховский районы обладают незначительными запасами, которые распределяются следующим образом: в Камышинском районе около 70% приурочено к девонским, а 30% к пермским отложениям, в Верховском районе свыше 70% приурочено к каменноугольным отложениям.

В целом, по области разведанные запасы связаны: с девонскими отложениями - около 40%, с каменноугольными - 58% и с пермскими - 2%.

Основные перспективы нефтегазоносности связываются с терригенным комплексом девона восточной части Нижневолжской области, где он погружен на глубины до 5 км и еще не изучен. Одновременно с разведкой терригенной части девона здесь необходимо изучать и его карбонатный разрез.

Вся территория северо-западной части провинции (Казанско - Кажимский и Вычегодский прогибы, Коми-Пермяцкий свод и др.) отнесена к перспективным землям. В Казанско-Кажимском и Вычегодском прогибах открытие залежей нефти и газа наиболее вероятно в терригенных породах среднего и верхнего девона. Эти отложения характеризуются здесь большими мощностями и благоприятными для нефтегазонакопления палеогеологическими условиями. Во многих из пробуренных скважин наблюдались нефтегазопроявления. Наиболее благоприятными для скопления углеводородов условиями характеризуются центральные части прогибов. На большей части Немской вершины, Татарского и Коми-Пермяцкого сводов терригенные отложения (регионально нефтегазоносных) девонского и нижнекаменноугольного комплексов отсутствуют или имеют небольшие мощности.

Типы залежей нефти и газа на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции Местоскопления Волго-Уральской НГП приурочены к локальным структурам: а) в соответствии со структурным планом по верхним и нижним горизонтам, б) несоответствием структурных планов. Основное количество местоскоплений относится к структурам второй группы. Большая часть структур расположена на валообразных поднятиях.

К первому типу относятся многопластовые местоскопления, которые связаны с наиболее древними по времени заложения структурами и содержат нефть и газ по всему разрезу, главным образом в девоне и карбоне. Это Ромашкинское, Мухановское, Шкаповское, Туймазинское, Шугуровское местоскопления и др.

Ко второму типу относятся местоскопления, приуроченные к структурам карбона. В девоне залежи отсутствуют. Это Арланское, Байтуганское, Шугуровское местоскопления и др.

Типы залежей удобнее рассматривать для девонских, каменноугольных и

пермских пород отдельно.

В девоне залежи обычно сводовые, причем основные в горизонтах Д-I и Д-II, реже Д-IV.

Этаж нефтегазоносности, как правило, несколько десятков метров, иногда достигает 150 м. Залежи чисто нефтяные и лишь в нефтегазоносных областях Саратовских и Волгоградских дислокаций имеются большие газовые шапки и газовые местоскопления. Для нескольких пластов отмечается единый водонефтяной контакт (например, в Ромашкино), имеющий небольшой наклон в сторону Прикаспийской мегасинеклизы на юг и юго-восток.

В рассматриваемых сводовых залежах вследствие изменения литологического состава отмечаются участки без нефти - «лысые».

В карбонатных коллекторах залежи массивные и пластовые. Имеются также разновидности литологических залежей, особенно в пластах Д-II, Д-III и Д-IV в Ромашкино, на местоскоплениях Туймазинской группы и др. Литологические залежи имеют второстепенное значение. Однако залежи в выклинивающихся пластах достаточно велики (Д-0 - Ромашкино, Д-IV - Стахановское). Встречаются и залежи «шнуркового» типа (Б-0 - Покровское местоскопление на Средневожском своде).

Преобладающее большинство залежей нефти в каменноугольных отложениях так же, как и в девонских, относятся к сводовому типу.

Ромашкинское месторождение нефти приурочено к крупному погребённому поднятию докембрийского фундамента, составляющему южную вершину Татарского свода и может быть рассмотрено как зона нефтенакпления почти овальной формы.

Глубина залегания кристаллических пород в наиболее повышенных частях от 1600 до 1800 м. Залегающие выше осадочные породы девонского возраста, повторяя в общих чертах формы фундамента, образуют куполовидное пологое поднятие (с углами наклона пород менее одной трети градуса), и на фоне которого выделяется ряд более мелких поднятий. (Ромашкинское, Миннибаевское, Абдрахмановское, Азнакаевское, Павловское и др.) и разделяющих их прогибов. Высота Ромашкинского поднятия по отложениям девона всего 60 м. Разрез осадочных образований место скопления начинается девонскими отложениями, которые, представлены в нижней части кварцевыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами мощностью 100-150 м. Выше залегает мощная (до 1500 м) толща в основном известняков и доломитов, охватывающая верхнедевонские и каменноугольные отложения. Среди этой толщи выделяются две сравнительно маломощные, до 50 м, пачки песчаников, глинистых сланцев, местами с залежами каменного угля. Содержится нефть и в карбонатных коллекторах.

Заканчивается разрез породами пермской системы, сложенной внизу доломитами, гипсами, ангидритами и выше красноцветными и сероцветными песчаниками, глинами; мергелями и известняками.

Мощность пермских отложений до 400 м.

Ромашкинское местоскопление многопластовое. Основные скопления нефти приурочены к пласту Д-I - песчаникам нижней части верхнедевонских отложений (франкий нефтегазоносный комплекс). Кроме того, нефтенасыщенными являются линзы песчаников пластов Д-II и Д-III, живетского нефтегазоносного комплекса и песчаники бобриковского горизонта визейского нефтегазоносного комплекса нижнего карбона.

Пласт Д-I состоит из ряда прослоев мелкозернистых кварцевых песчаников. Песчаники представляют сложную, часто причудливую картину, наблюдаются резкие изменения мощности, выклинивания отдельных песчаных прослоев, переход их в глины и т. п. Мощность песчаников до 30 м. Два нижних прослоя (иногда они объединяются в один) характеризуются высокими вмещающими свойствами и отличаются большой продуктивностью, пористость песчаников 19-20%, проницаемость 400-500 миллидарси.

Нефть заполнила песчаные прослои пласта Д I, образовав пластовую залежь, к которой приурочены основные запасы нефти этого местоскопления. Большая часть площади залежи подстилается водой. Начальные дебиты нефти составляют 100-400 т/сут. Залежи нефти других пластов в основном линзовидные. Плотность нефти изменяется от 0,83 до 0,85 г/см³, в ее составе содержится сера (0,8-1,3 %), смолы, парафин и др.

Ново-Елховское нефтяное месторождение (рис. 11) расположено в 60 км от г. Бугульмы. Открыто в 1951г., разрабатывается с 1958 г. Месторождение крупное по запасам. Приурочено к Акташско-Новоелховскому валу (западный склон Альметьевской вершины Татарского свода). Продуктивны песчаники и алевролиты верхнего девона (пашийский, кыновский горизонты), нижнего карбона (бобриковский, тульский горизонты) и карбонатные отложения нижнего и среднего карбона (турнейский, башкирский и московские ярусы). Коллекторы порового и порово-трещинного типов, пористость 15-25% и проницаемость 0,097-2мкм². Толщина коллекторов 53 м. Залежи пластовые сводовые, структурно-литологические и массивные. Осадочная толща на месторождении представлена терригенно-карбонатными породами девонской, каменноугольной и пермской систем.

Девонская система в составе среднего и нижнего отделов залегает на глубинах 1280-1930 м. Нижняя часть разреза, до кыновского горизонта включительно сложена терригенными породами, песчано-глинистыми, песчано-алевролитовыми, среди которых выделяется ряд пластов-коллекторов (Ао-Аv), разделённых плотными и глинистыми породами. Общая толщина терригенной части девона составляет порядка 200 м. Верхняя часть разреза девона сложена карбонатными породами (известняки, доломиты и их переходные разности), общая толщина которых достигает 450-500м.

Каменноугольная система представлена всеми тремя отделами. Глубины залегания- 460-1280 м, общая толщина до 820 м. Основная часть разреза (более 80 %) сложена различными разностями карбонатных пород, и только тульский, бобриковский, елхово-радаевский горизонты нижнего карбона и верейский горизонт среднего карбона сложены терригенными породами: песчаниками, глинами, глинистыми сланцами, с прослоями углей и карбонатов. Пермская система представлена двумя отделами. Наиболее полно представлены отложения нижнего отдела (ассельский - кунгурский ярусы) - известняки, доломиты, ангидрит, гипс. Верхний отдел - красноцветные песчано-глинистые образования с прослоями карбонатов. Пермские отложения выходят на дневную поверхность, их толщина составляет до 460 м.

На Ново-Елховском месторождении нефтегазоносность в его разрезе выявлена в отложениях верхнего девона, нижнего и среднего карбона. Основные запасы нефти промышленных категорий (69 % балансовых и 81 % извлекаемых) содержатся в терригенных пластах кыновского и пашийского горизонтов верхнего девона.

Туймазинское нефтяное месторождение (рис. 12) расположено в 180км к западу от г. Уфы. Открыто в 1937г., разрабатывается с 1939 г. Месторождение относится к классу крупных. Приурочено к Туймазинскому и Александровскому

поднятиям, расположенным в пределах Альметьевской вершины Татарского свода. Размеры Туймазинского поднятия составляют 40 x 20 км. Осадочная толща в пределах месторождения представлена отложениями докембрийского и палеозойского возраста. Терригенные отложения венда развиты не повсеместно и представлены аргиллитами, алевролитами и песчаниками толщиной 0-137 м. Палеозойский комплекс отложений охватывает время от эйфельского яруса среднего девона до казанского яруса верхней перми.

Промышленно нефтеносными на месторождении являются терригенные отложения верхнего и среднего девона (горизонты Д_I, Д_{II}, Д_{III}, Д_{IV}) и бобриковский горизонт нижнего карбона, а также известняки фаменского яруса верхнего девона и турнейского яруса нижнего карбона. Глубина залегания продуктивных горизонтов от 1100 до 1680 м. На месторождении выявлено 122 залежи. Основная нефтеносность связана с терригенными девонскими отложениями, в которых открыто 54 залежи на глубинах 1690-1720 м (пашийский, муллинский и старооскольский горизонты). Общая толщина песчаных коллекторов около 70 м, пористость 17-22 %, проницаемость до 0,47 мкм². Коллектор поровый. Залежи пластовые сводовые, преимущественно литологические экранированные, высота до 68 м. Начальные пластовые давления 17,2-18,1 Мпа. Температура 30° С. ВНК на отметках от -1485 до -1530 м. В известняках фаменского яруса (девон) выявлено 8 массивных залежей на глубине 1130-1100 м. Пористость коллекторов 3 % . Высота залежей до 30 м, начальное пластовое давление 14 МПа. Плотность нефтей из отложений девона 889-894 кг/м³. Содержание серы 2,7-3 %. в известняках кизеловского горизонта (нижний карбон) выявлено 5 массивных залежей нефти на глубине 1070-1075 м. Высота залежей до 35 м. Плотность нефтей из пород каменноугольного возраста 889 –894 кг/м³, содержание серы 2,7-3,0%.

Бавлинское нефтяное месторождение (рис. 13) расположено в юго-восточной части Татарстана на территории Бавлинского района, который на юге граничит с Оренбургской областью, а на востоке по р. Ик - с Башкортостаном. Открыто в 1946 г., разрабатывается с 1949 г. Относится к классу крупных. Площадь месторождения 333,6 км². Месторождение приурочено к Бавлинско-Туймазинскому валу, который наряду с другими ступенчато погружающимися валами осложняет юго-восточный склон Южного купола Татарского свода. В целом это сравнительно пологая складка шириной 20-30 км и длиной около 100 км с более крутым юго - восточным крылом и очень пологим северо-западным. В пределах вала выделяется ряд достаточно крупных локальных поднятий. Туймазинское, Александровское, Ново – Бавлинское. В разрезе палеозоя Бавлинского месторождения нефтепроявления различной интенсивности установлены по целому ряду горизонтов терригенного и карбонатного девона и карбона. Наиболее значительны они по терригенным коллекторам пашийского горизонта нижнефранского подъяруса верхнего девона – пласта Д₁ бобриковского горизонта визейского яруса нижнего карбона, а также по карбонатным коллекторам турнейского яруса.

Продуктивные отложения основных нефтеносных горизонтов месторождения отличаются исключительным разнообразием литолого-петрографического состава, коллекторских свойств, характера насыщенности и особенностей залегания по площади и разрезу.

Основным промышленным объектом является пласт Д₁ (пашийский горизонт), сложенный песчано – алевролитовыми породами. По отложениям пашийского горизонта Д₁ в пределах месторождения выделяют шесть залежей нефти, отличающихся по размерам и амплитуде. Наиболее крупная из них, собственно Бавлинская, имеет размеры 10 x 15,5 км, высоту около 25 м и

максимальный этаж нефтеносности 37 м. Залежь пластовая сводовая. Средняя общая толщина отложений горизонта D_1 составляет 15,8 м, изменяясь от 14,0 до 33,8 м. Нефтенасыщенная толщина равна в среднем 6,4 м, но по основному пласту ее величина составляет 8,7 м. Отложения горизонта характеризуются в целом довольно высокими значениями песчаности (среднее значение по всем пластам равно 0,62). В среднем по горизонту проницаемость равна 0,473 мкм², пористость - 19,5 %, нефтенасыщенность - 0,778.

Карбонатные отложения кизеловского и черепетского горизонтов турнейского яруса слагают залежь, занимающую большую часть территории месторождения. Коллектора имеют проницаемость 0,031 мкм², пористость 11,6 %, нефтенасыщенность 0,750. Залежи нефти в турнейском и визейском ярусах контролируются структурами облекания биогермных построек. Глубина залегания продуктивных горизонтов от 1150 до 1875 м.

Основной продуктивный горизонт в разрезе турнейского яруса - кизеловский - имеет среднюю общую толщину около 10,0 м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина - 6,4 м.

Терригенные отложения бобриковского горизонта характеризуются резкой фациальной изменчивостью разреза, размывом отдельных пачек, различным числом и сочетанием песчано-алевролитовых пластов, значительным изменением толщины как всего горизонта, так и отдельных пачек. Общая средняя толщина горизонта составляет 15,1 м, изменяясь от 10,0 до 21,2 м. Нефтенасыщенная толщина значительно меньше - 3,6 м. К терригенным отложениям бобриковского горизонта приурочена крупная многопластовая залежь, занимающая площадь всего месторождения. Она представляет собой единую гидродинамическую систему. По площади горизонта отмечается наличие значительного числа зон, представленных неколлектором. В целом залежь бобриковского горизонта пластово -сводовая, участками литологически осложненная.

Шкаповское нефтяное месторождение (рис. 15) находится к югу от г. Белебея. Открыто в 1953 г. Введено в разработку в 1955 г. Расположено на восточной окраине Альметьевской вершины Татарского свода и приурочено к одноименной структуре. Шкаповская структура является обширной брахиантиклиналью северо -западного простирания. Размеры составляют 20 x 13 км при амплитуде около 20 м. Складка пологая. Углы наклона крыльев не более 0,50. На основной брахиантиклинали выделяются три относительно приподнятые зоны: центральная, юго -западная и северо-восточная. Нефтеносность в разрезе месторождения установлена в терригенной толще нижнего карбона, известняках турнейского и фаменского ярусов и в девонских терригенных отложениях. Основные объекты разведки горизонта D и D_v расположенные на глубинах 2150 и 2170 м, содержат 98,2 % начальных извлекаемых запасов нефти месторождения. Остальные объекты носят второстепенный характер. Коллекторские свойства девонских горизонтов близки между собой. Пористость горизонта A_{1v} в среднем составляет 18 %, проницаемость - 0,33 мкм², нефтенасыщенность - 0,888, по горизонту D средние значения пористости и проницаемости несколько выше: 19 % и 0,43 мкм², нефтенасыщенность 0,869. Нефтенасыщенные толщины составляют по пласту D_v 5,2 м, по D - 5,8 м. Залежи нефти девонских горизонтов пластовые сводовые, крупные. Нефти верхней и средней пачек горизонта D_1 близки по физическим и химическим свойствам. Плотность нефтей составляет 770 кг/м³. Нефти сернистые, парафинистые, смолистые. Плотность нефти по площади залежей закономерно изменяется, составляя 860 кг/м³ в сводовой части, к периферии она постепенно увеличивается до 870 кг/м³, меняется и содержание серы (от 1,4 до 2,6 %). Нефти

пластов горизонта D v также имеют большое сходство. Нефть маловязкая, легкая, сернистая, парафинистая и смолистая. Нефть горизонта A_{1v} имеет низкую вязкость 1 мПа.с и высокую газонасыщенность.

Арланское месторождение нефти является одним из наиболее известных на Русской платформе. В тектоническом отношении приурочено к крупному пологому валоподобному Арлано - Дюртиюлинскому поднятию платформенного типа, осложнённого рядом куполов и прогибов. По существу представляет собой совокупность отдельных нефтегазоносных площадей, объединённых в единую обширную зону нефтегазонакопления.

Залежи нефти здесь выявлены в песчаниках терригенной толщи нижнего карбона и в известняках каширского и подольского горизонтов среднего карбона и турнейского яруса нижнего карбона.

Песчано-глинистая толща нижнего карбона залегает на размытой поверхности известняков турнейского яруса на глубине 1300-1400 м. Она сложена песчаниками, глинами, углисто-глинистыми сланцами с прослоями каменного угля, мощность которых местами достигает 12-19 и даже 26 м. Общая мощность этой продуктивной толщи в среднем составляет 35-50 м, но в глубоких погребенных промоинах турнейских известняков, которые представляют как бы подземные каньоны, она увеличивается до 100-110 м.

Нефть насыщает слои кварцевых песчаников, мощность которых изменяется от 3-5 до 10-20 м. Наибольшая мощность характерна для участков структуры, где отмечается наименьший размыв, и наоборот, в участках наибольшего размыва возрастает содержание глин, глинистых сланцев и углей. Нефть в основном приурочена к двум продуктивным песчаникам бобриковского горизонта. Все залежи сводовые. Дебиты нефти достигают 100 т/сут. Нефть Арланского местоскопления тяжелая (0,894-0,904 г/см³). с большим содержанием серы (до 3%), парафина, смол.

Оренбургское газоконденсатное месторождение открыто в 1968 году. Оно приурочено к одноимённому валу, выявленному сейсморазведочными работами по опорному отражающему горизонту, отождествляемому с кровлей продуктивной толщи и подтвержденному глубоким бурением. Фиксируемые ранее по сейсмическим данным локальные поднятия, осложняющие вал, подтверждены бурением.

Доказана продуктивность нижнепермских карбонатных отложений, отложений верхнего и среднего карбона, представленных аналогичными породами.

Газ находится в нижнепермских отложениях - нижней части кунгура - филипповском: горизонте, сакмаро-артинской толще, каменноугольных отложениях, представленных главным образом карбонатными породами (известняками, пльчатými доломитами и др.), в составе которых выделяются прослои пористых и трещиноватых известняков, чередующихся с более плотными разностями. Глубина залегания продуктивной толщи 1200-1900 м.

Покрышкой залежи являются каменная соль и ангидриты кунгурского яруса мощностью 480 - 1290 м. Залежь массивная, высотой 528 м, с нефтяной оторочкой. Наиболее высокое возможное положение границы раздела газ - нефть принято на отметке - 1750 м, а границы нефть - вода на отметке -1770 м. Залежь характеризуется аномально высоким пластовым давлением и сравнительно низкой температурой. В сводовой части залежи на отметке - 1226 м пластовое давление 19,84 Мпа и температура +27 °С.

Абсолютно свободные дебиты газа в скважинах варьируют от 100 - 835 тыс. м³/сут., газ содержит 81,5-83% метана. Около 125 см³/м³ содержание газоконденсата. Установлено наличие сероводорода от 1,3 до 4,5%, азота 2,4-

7,6%, CO 1,0-3,2%.

От Оренбургского местоскопления построен с участием социалистических стран (Болгарии, Венгрии, ГДР, Польши, Чехословакии) газопровод «Союз» до западных границ СССР. Газопровод будет снабжать газом социалистические страны Европы, а также Италию, ФРГ и Францию.

Наряду с газоносностью на Оренбургском валу отмечены многочисленные признаки нефтеносности, указывающие на возможность открытия здесь залежей нефти в карбоне и девоне. Перспективы газоносности связываются с нефтегазоносным комплексом пермских отложений, главным образом с его нижним отделом.

Серафимовское нефтяное месторождение расположено в 20 км к юго-востоку от ж.-д. Станции Туймазы. Открыто в 1949 г.

ПРИКАСПИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Прикаспийская мегасинеклиза, к которой приурочена одноименная провинция (Прил. 0) территориально расположена на площади Казахстана, (Уральская, Актюбинская и Гурьевская области), частично Калмыкии, на землях Оренбургской, Саратовской, Волгоградской и Астраханской областей России.. Значительную часть мегасинеклизы занимают сухие степи, на юге - полупустыни, местами с движущимися песками (Рын-пески и др.), а также северной части шельфа Каспийского моря.

На западе и на юге мегасинеклизы отчетливо выражена в рельефе как обширная низменность, на северо-востоке – как холмистая возвышенность. Большая часть ее покрыта мощными четвертичными отложениями. На востоке границами Прикаспийской мегасинеклизы являются выраженные в рельефе складчатые сооружения Южного Урала и Мугоджар, от которых она отделяется крупным Ашисайским разломом, на юго-востоке - разлом по осевой части Южно-Эмбенского поднятия; на западе – правобережье Волги, где в рельефе выражены Саратовские возвышенности и холмы Северных Ергеней вблизи Волгограда. На юге мегасинеклизы уходит на сравнительно небольшое расстояние под уровень Каспийского моря. На юго-западе граница нечеткая - мегасинеклиза заходит на обширную равнину правобережья нижнего течения Волги, к югу от Сарпинских озер, и отделяется от герцинид мегавала Карпинского краевым швом; на севере граница проходит по возвышенности Общего Сырта и широтному отрезку р. Урал. В указанных границах Прикаспийская мегасинеклиза занимает площадь свыше 500 тыс. км². в том числе в России 120 тыс. км² .

Геолого-геофизическая изученность Прикаспийской мегасинеклизы остается далеко не полной, особенно на больших глубинах. В западной ее части пробурены Аралсорская скважина до глубины 6806 м и Саратовская скважина - 5615 м; на юго-востоке пробурена Биикжальская скважина до глубины 6028 м, а на востоке Шубаркудукская глубиной - 5750 м.

Прикаспийская провинция располагается в глубокой мегасинеклизе, представляющей собой, наиболее погруженную часть Русской платформы и относится к типу переходных провинций окраинных впадин (Бакиров А.А., 1973).

Прикаспийская мегасинеклиза выполнена мощной толщей осадочных образований с наиболее полным для Русской платформы стратиграфическим разрезом верхнепалеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений суммарной мощностью от 7000 до 17000 до 25000м. Объем осадков, выполняющих впадину, превышает 4 млн. км³, из них палеозойские отложения составляют 60%, мезозойские – 30% и кайнозойские – 10%.

Контуры мегасинеклизы четко отмечаются по гравитационным аномалиям с положительными значениями силы тяжести, сама мегасинеклиза выражена сложной мозаичной картиной значений силы тяжести. На юге, где нет четких географических границ, обрамлением ее является давно известный региональный максимум силы тяжести. На севере и западе границей является система гравитационных ступеней, соответствующих флексурообразным изгибам в мезозое и палеозое, а также крупным разломам Русской платформы: на севере - это Токаревский сброс с амплитудой 350 - 600 м, которому в палеозое соответствует Кадовский уступ, а по поверхности фундамента - Красковский «перепад» на западе – Волгоградская флексура, осложненная сбросами. Такие же нарушения предполагаются на востоке и юге. С зонами разломов связано уменьшение мощности кунгурских отложений и резкое ослабление соляной тектоники. По космическим снимкам в восточной части Прикаспийской мегасинеклизы отмечены Уильская кольцевая структура, соответствующая наиболее погруженной её части и крупнейшие зоны тектонических нарушений, ограничивающих мегасинеклизу, а также крупные радиальные разломы.

На востоке Прикаспийскую мегасинеклизу от Уральской складчатой зоны отделяет Предуральский краевой прогиб, Актюбинский и Атжаксинский периклинальные прогибы. На юго-востоке по поверхности фундамента и мезозойским отложениям между Прикаспийской мегасинеклизой и Северо-Устьуртским байкальским массивом контрастная граница не выявляется. Условно ее проводят для палеозойского комплекса по Южно-Эмбенскому разлому. На юго-западе Прикаспийская мегасинеклиза по Донбасско - Астраханской покровно-надвиговой зоне граничит с герцинидами кряжа Карпинского. Западная и северная границы мегасинеклизы проводятся по нижнепермскому карбонатному бортовому уступу, протягивающемуся с юга на север на расстояние 1500 км от Волгограда до Оренбуржья.

В геологическом строении Прикаспийской мегасинеклизы выделяются докембрийский кристаллический фундамент и осадочный чехол. Осадочный чехол представлен четырьмя структурными этажами, подсолевым, солевым, верхнепермско-палеогеновым и неогеново - четвертичным (надсолевым), разделенными резкими стратиграфическими и угловыми несогласиями.

Фундамент. В пределах собственно Прикаспийской мегасинеклизы фундамент нигде не вскрыт из-за колоссальной мощности осадочного чехла. В региональном плане для фундамента мегасинеклизы характерны общее ступенчатое погружение от бортов к центру и наличие большого числа зон дробления фундамента. На фоне общего интенсивного погружения первоначально выделялись два крупных тектонических элемента: Восточно-Прикаспийская структурная терраса и Волго – Уральская депрессия, осложненная поднятиями и прогибами. Границу между ними связывали с субмеридиональным глубинным разломом фундамента, проходящим восточнее р. Урал. В центральной и западной частях Прикаспийской мегасинеклизы фиксируются разломы северо - восточного и северо-западного простираний, принадлежащие к системе разломов Русской платформы. К ним относятся разломы, связанные с погружением юго - восточного склона Воронежского выступа и юго - восточным продолжением Пачелмского авлакогена. Для восточной части мегасинеклизы характерны субмеридиональные разломы, параллельные простиранию Уральских герцинид.

Подсолевой этаж палеозойского возраста изучен пока в основном геофизическими - методами. По сейсмическим данным, ниже соленосной толщи кунгура, представленной зоной отсутствия отражений, отмечаются четыре горизонта. Главный сейсмический репер P_1 залегает непосредственно ниже кровли соли на абсолютных отметках от -1 до -10 км. Второй репер P_2 прослеживается обычно на 800 – 1200 м ниже главного, он приурочен к среднему карбону

(малиновский надгоризонт – башкирский ярус) и залегает на глубине 2,5 -7 км. Обе поверхности расположены почти параллельно и погружаются к центральной части Прикаспийской мегасинеклизы. В восточной части синеклизы отмечен горизонт П¹₂ на глубине 3,5 - 12,5 км, он приурочен к кровле нижнего карбона. В подсолевой толще намечается четвертый горизонт в восточной, части мегасинеклизы на глубине 5,5 - 15 км, соответствующий, по-видимому, поверхности терригенного девона. Поверхность докембрийского фундамента прослеживается повсеместно на глубине от 1,5 до 23 км.

В Прикаспийской мегасинеклизе на глубине 23 - 26 км в пределах изученной территории отмечается поверхность базальтового слоя с граничными скоростями 7 - 7,5 км/с и ниже- на глубине 35 - 50 км/с поверхность Мохоровичича с граничными скоростями 8 - 8,4 км.

В геотектоническом отношении для Прикаспийской мегасинеклизы характерны подсолевые палеозойские поднятия надсолевой структурный план мезозоя. Имеется унаследованность крупного плана в кунгурских отложениях, однако соляная тектоника усложняет общую картину.

Подсолевые структуры междуречья Волги и Урала погребены на большую глубину, чем в восточной части мегасинеклизы. Размеры этих структур достаточно велики и соизмеримы со сводовыми поднятиями и прогибами, вернее с их отдельными вершинами (блоками), расположенной к северу и северо-западу Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Центральная часть Прикаспийской мегасинеклизы как бы перерезается в широтном направлении системой региональных гравитационных максимумов (Хобдинским, Аралсорским, Шунгийским), где предполагались подъёмы подсолевого ложа или поверхности докембрийского фундамента. Последующие геофизические исследования показали значительную глубину залегания здесь кристаллического фундамента- до 20 км, и считается, что региональные гравитационные максимумы связаны с приподнятым положением базальтового слоя. Объяснить гравитационные максимумы можно также наличием глубоких троговых структур типа авлакогенов, выполненных древними, возможно бавлинскими отложениями.

В фундаменте Прикаспийской мегасинеклизы рисуется блоковая тектоника с глубинными разломами. Отмечается ступенчатое погружение фундамента к центру. В северо-восточной части мегасинеклизы намечается Прилекская ступень, а в южной – Гурьевская (Дальян И.Б., 1978). Восточная часть мегасинеклизы и её обрамления развивались на докембрийском основании юго-восточной окраины платформы. На фоне погружения фундамента и подсолевого палеозоя с востока на запад выделяются ступени, осложнённые локальными поднятиями, - Жанажольская, Кенкиякская, Коздысайская, Шубаркудукская. В северо-западной части в пределы мегасинеклизы продолжается Рязано-Саратовский прогиб Русской платформы.

В палеозое по подсолевым горизонтам изучен крупный Астраханский свод, имеющий большое значение для дальнейших поисков местоскоплений нефти и газа в палеозое.

Астраханский свод - региональная структура на юго-западе Прикаспийской мегасинеклизы, впервые был выделен еще в 50-х годах по данным гравиметрических исследований. В последующие годы наличие свода подтвердилось результатами работ КМПВ и МОВ.

Этот свод представляет собой поднятие докембрийского фундамента, четко выраженное по отражающему подсолевому горизонту П в мезозойско-кайнозойском комплексе пород очертания свода. нечеткие, по подсолевому горизонту П, он имеет форму сегмента, обращенного выпуклой стороной к центру мегасинеклизы.

Размеры Астраханский свода по изогипсе -4500 м 220x 110 км, амплитуда 600-700 м, крылья пологие, погружаются под углом до 10⁰, свод плоский и сложен

локальными брахиантиклинальными поднятиями, оконтуривающимися изогипсами - 4200 и -4000 м. С этими поднятиями связываются перспективы нефтегазоносности подсолевых отложений (карбон, девон), залегающих на доступной для бурения глубине 4000-4500м.

Каракульский вал выделен в 1969 г. работами МОВ. Это крупная валообразная палеозойская структура, простирающаяся почти широтно от дельты Волги до Сарпинских озер, образованная цепью высоко амплитудных антиклинальных складок: Борджинской, Джакуевской, Напаловской и др. На Высоковской складке получены притоки нефти из подсолевых отложений.

В северо-восточной части мегасинеклизы по подсолевым отложениям был выявлен Троицкий вал (50 x 15 км, амплитуда 300 м).

Площадными сейсмическими исследованиями МОВ и МРНП в восточной части мегасинеклизы в палеозойских породах также установлены платформенные поднятия, представляющие большой практический интерес. К ним относятся Кенкиякское поднятие с замкнутой стратоизогипсой -3500 м (10x8 км, амплитуда 300 м), Мортукское (7x4 км, амплитуда-200 м), Шенгельшійское (6x5 км, амплитуда 300 м), Аликбекмолинское (11 x 3 км, амплитуда 300 м), Жанажольское (20x7 км, амплитуда более 400 м) и еще ряд аналогичных подсолевых структур, большая часть которых в поисковом бурении. Обычно одиночные купола или несколько соляных куполов размещаются на одной подсолевой структуре.

В надсолевой толще также имеются крупные поднятия и прогибы. В восточной части Прикаспийской мегасинеклизы были выделены крупные мезозойские поднятия Жантерекское, Танатарское, Кенкияк - Жаркамысское, Ащеульское и прогибы Байчунасский, Абжель- Ракушский и др. (Неволин Н. В., 1960 г.).

По подошве неокома выявлены крупные поднятия Аралсорское, Шунгайское, Джангалинское, Кушумское, Сагизское, Новобогатинское, Присарпинское и Сайгачье. Кроме того, отмечено большое число валов и валообразных поднятий, тяготеющих к бортовому обрамлению мегасинеклизы. Имеется ряд прогибов, из которых наиболее известны Новоузенский, Челкарский, Гурьевский и др. Указанные поднятия и прогибы подтверждаются распределением мощности основных, продуктивных горизонтов надсолевого комплекса, однако четких границ они не имеют.

В последнее время изучен северный прибортовой уступ Прикаспийской мегасинеклизы. При переходе от внешнего обрамления мегасинеклизы к ее внутренним частям здесь происходит резкое изменение литолого-фациального состава и мощности карбонатных комплексов подсолевых отложений. Важную роль в формировании северного бортового уступа играли процессы седиментации, обусловленные рифообразованием в его зоне и некомпенсированным осадконакоплением прогибанием Прикаспийской мегасинеклизы в докунгурское время. Предполагается, что мегасинеклиза по периметру аналогична впадине Мексиканского залива обрамляется нижнепермским барьерным рифом, сформировавшимся в сакмаро-артинское время над сложной многоэтажной системой рифогенных сооружений, развивающихся с позднедевонской эпохи. Иными словами, северная часть Прикаспийской мегасинеклизы в течение большого промежутка времени, начиная с позднедевонского времени и до начала кунгурского века, испытывала интенсивное некомпенсированное осадконакоплением прогибание. Этот процесс привел к формированию в ее бортовой части барьерного рифа, «запечатанного» кунгурской солью и протягивающегося непрерывной полосой на расстояние свыше 1000 км (от Оренбурга до Волгограда) при ширине 1,5 -5,0 км. Барьерный риф разделяет глубоководные толщи депрессионного типа, развитые к югу от него в Прикаспийской мегасинеклизе, и прибрежные лагунно-морские и мелководные отложения, находящиеся к северу от него (в пределах внешней зоны

Прикаспийской мегасинеклизы).

Длительное прогибание и формирование маломощных депрессионных осадков компенсировалось накоплением мощных толщ - карбонатно-глинисто-терригенной (башкирско-верейской) и соленосной (кунгурской).

Внутренняя прибортовая часть мегасинеклизы сложена предрифовыми глубоководными битуминозными, глинистыми известняками. Во внутренней ее части намечаются подъем фундамента и сокращение мощности девона, что можно объяснить обширным Карпенковским валообразным поднятием.

По поводу продолжения на юг Предуральского прогиба имеются две точки зрения. Первая точка зрения (Р. Г. Гарецкий, А. Л. Яншин и др.) - сочленение мегасинеклизы с герцинидами Урала носит шовный характер, и прогиб отсутствует. Вторая точка зрения о продолжении прогиба в пределы мегасинеклизы базируется на результатах глубокого бурения и вскрытия скважинами мощного разреза молассовых отложений. (Ю. М. Васильев и др.). Но насколько далеко протягивается часть прогиба, не ясно. Некоторые исследователи продолжают его вдоль Мугоджар лишь до широтного участка Эмбы (Н. В. Неволин).

На восточном обрамлении мегасинеклизы развиты разломы и надвиги. Продолжению Предуральского прогиба соответствует тектоническая зона - Кенкиякская (шириной 80 - 100 км), где соляная тектоника носит переходный характер. Здесь по геофизическим данным намечается до пяти тектонических линий со структурами, в которых подсолевые отложения приближены к поверхности. Возможно, что рассматриваемая тектоническая зона продолжается на юго-запад, принимая субширотное направление. Здесь нет соляных куполов, в мезозое развиты платформенные линейные структуры, осложненные на глубине солью (Прорва, Буранкуль и др.). Западным продолжением этой зоны являются подводное погребенное Южно-Каспийское поднятие, установленное геофизическими методами, и, возможно, Астраханское сводовое поднятие. Все эти структуры на юге оборваны сбросами.

Известный гравитационный максимум, прослеженный до Мугоджар, соответствует здесь Южно-Эмбенскому поднятию, где соленосные отложения кунгура замещаются сульфатно-терригенными, которые затем выклиниваются. Глубинным разломом или системой разломов северный платформенный склон Южно-Эмбенского поднятия отделяется от основной центральной и южной геосинклинальной частей, в которых каменноугольные и девонские отложения представлены в геосинклинальных формациях.

Таким образом, Южно-Эмбенское поднятие в большей части представляет собой широтный отрезок герцинской складчатой зоны, возможно, не имеющей прямой связи с погружением Урала.

Современный тектонический план Прикаспийской мегасинеклизы наметился в верхнепермское и триасовое время. В дальнейшем на фоне общего прогибания мегасинеклизы наряду с зонами ее устойчивого погружения обособились участки относительно замедленного прогибания. Они образовали в конечном итоге платформенные структуры. Кроме того, в восточной части мегасинеклизы наметились новые поднятия, отсутствовавшие в палеозое, например Сагизское. Хотя прогибание мегасинеклизы продолжалось в неогеновое и четвертичное время, особенно в западной части, в междуречье Волги и Урала, однако это существенно не изменило структурного плана мезозоя.

Типы локальных поднятий. Наиболее характерной чертой тектоники Прикаспийской мегасинеклизы является наличие соляных куполов, осложняющих структуру надсолевого этажа. Соляные купола занимают не более 25-30 % всей площади мегасинеклизы, а на долю межкупольных зон приходится 70-75% ее территории. Соляные купола хорошо отмечаются гравитационной съемкой, соляные

массы дают мозаичное гравитационное поле с минимумами над соляными штоками. Общее количество соляных куполов превышает 1000, наибольшие из них известны в центральной и западной частях мегасинеклизы. В центральной ее части изучены купола - гиганты (Баскунчак, Индер, Челкар, Сахарный, Санкибай и др.). Отмечается связь между тектоникой подсолевого комплекса и расположением соляных куполов. Так, в наиболее изученном районе Доссор - Косчагыл отмечается сильная дислоцированность соляных куполов вдоль осевой части подсоловой структуры от Кара-Чунгула и Кызылкудука до Индера, В крыльевой зоне располагаются менее дислоцированные купола (Тюлюс, Косчагыл, Кульсары, Каратон, Доссор и др.). На периферии отмечаются ещё менее дислоцированные купола (Конуспай, Кандаурово и др.).

Соляные купола различаются по своей морфологии, глубине залегания, глубине эрозионного среза, интенсивности прорыва соли и другим свойствам. Для соляной тектоники характерны сбросы. Вблизи крутого крыла проходят основные и подсекающие сбросы, образующие вместе клинообразные грабены. По числу грабенов выделяются купола двукрылые, трёхкрылые, четырехкрылые и т. п. Каждое крыло мелкими сбросами делится на блоки.

Плоскости сбросов падают в сторону опущенных частей купола, т. е. в сторону молодых пород, что производит впечатление ступенчатого опускания. Надвигов на куполах не обнаружено. Соль первоначально унаследовала структурные формы подсолевого ложа, но по мере накопления осадков развивались дифференциальные нагрузки, в результате которых соль перемещалась из областей с большей нагрузкой в области меньшей нагрузки, образуя раздувы мощности соли вплоть до настоящих соляных куполов с диаметром соли в ядре в несколько километров.

Соляные купола Прикаспийской мегасинеклизы по своей морфологии и размерам (более крупные), отличаются от столбообразных соляных штоков Днепровско-Донецкой и Хатангской впадин. Склоны большинства соляных куполов Прикаспийской мегасинеклизы сравнительно пологие: $25-35^{\circ}$ на крутых склонах (очень редко $60 - 80^{\circ}$) и $10 - 15^{\circ}$ на пологих. Вершины некоторых соляных штоков размывы и имеют вид усеченных конусов (Эльтон, Искине и др.). Встречаются купола с карнизами нависания (Макат, Кенкиак и др.). Многие купола имеют эллиптическое очертание, тогда возможно отличать продольные большой амплитуды сбросы в несколько сотен метров, нередко протягивающиеся от купола к куполу, от поперечных сбросов обычно меньшей амплитуды. Над соляной частью куполов развиты гипсовые шляпы – «кепроки» небольшой мощности.

Образование соляных куполов происходило в несколько этапов, связанных с фазами тектогенеза ближайших тектонических областей. Однако подмечено, что в западных частях мегасинеклизы, в междуречье Урала и Волги, наиболее сильная фаза образования куполов относится к верхнему плиоцену, в районе Северной Эмбы - к триасу, в центральных части впадины к юре и мелу.

Соляные штоки связаны между собой узкими соляными перемычками погребёнными на глубину 1,5-2,0 км и более. В результате надсолевая осадочная толща разделяется на разобщенные поля, обрамленные солью. В краевых частях мегасинеклизы цепочка куполов связана с крупными разломами, затрагивающими подсоловое ложе. Однако подмечено, что в западных частях мегасинеклизы, в междуречье Урала и Волги, наиболее сильная фаза образования куполов относится к верхнему плиоцену, в районе Северной Эмбы - к триасу, в центральных части впадины к юре и мелу.

В межкупольных пространствах мощность соленосной толщи, резко уменьшается, а местами толща полностью выклинивается. В последнее время в соленосной толще стали различать соляные антиклинали, валы, гряды, массивы. Типичные соляные штоки развиты лишь в наиболее погруженной центральной части

Прикаспийской мегасинеклизы. В бортовых частях соляные структуры вытянуты цепочками. Здесь развиты соляные антиклинали, гряды и ряд переходных форм к соляным штокам. Снижается также высота соляных куполов с 5-7 до 2-3 км и меньше. На северном борту Прикаспийской мегасинеклизы развита группа платформенных структур, осложненных солью.

Нефтегазоносность. В истории нефтегазопроисковых работ Прикаспийской мегасинеклизы можно выделить несколько этапов. Первый этап - дореволюционный. В это время, главным образом по поверхностным нефтепроявлениям, были открыты месторождения Доссорское и Макатское.

Второй период продолжался с 1918 по 1928г. В 1920 г. начато освоение Эмбенской области. К эмбинским промыслам была проложена железная дорога от центральных районов страны, восстановлены старые нефтепромыслы Доссор, и Макат, создан трест Эмбанефть и начата разведка новых площадей (Байчунас, Искине и др.).

Третий период - 1939 1941- гг. характеризовался значительным размахом геологоразведочных работ и научных исследований. Были открыты Южно - Байчунасское, Шубаркудукское, Джаксымайское, Южно-Искинское, Косчагыльское местоскопления.

Начало четвертого периода совпало с годами Великой Отечественной войны. В это время в рассматриваемом регионе, были расширены геологоразведочные работы и, возросла добыча высококачественной эмбенской нефти. На юго-востоке Прикаспийской мегасинеклизы в 1945-1948 гг. были открыты новые местоскопления нефти (Каратонское и др.).

В дальнейшем в восточной части провинции было разведано Кенкиякское местоскопление, а на юге - местоскопления Прорвинское, Буранкульское, Мартыши, Камышитовое.

Пятый этап начался с открытия залежей нефти и газа в подсолевых отложениях на местоскоплениях Кенкияк, Каратюбе (1969 г.) и на Астраханском своде (1977 г.).

Роль Прикаспийской нефтегазоносной провинции в современном балансе добычи нефти и газа невелика, однако перспективы её развития не вызывают сомнений.

Большое значение имеют прибортовые зоны с относительно неглубоким залеганием подсолевых палеозойских отложений. Центральная часть Прикаспийской мегасинеклизы изучена слабо. Здесь следует ожидать увеличения мощности надсолевых мезозойских пород. В западной части Прикаспийской мегасинеклизы резко возрастают размеры соляных куполов (Эльтон, Баскунчак).

Региональные нефтегазоносные комплексы и горизонты

В Прикаспийской мегасинеклизе в надсолевых отложениях следует различать четыре нефтегазоносных комплекса: триасовый (местами пермо - триасовый), среднеюрский, верхнеюрский и нижнемеловой.

В подсолевых отложениях выделяются три комплекса, среднекаменноугольный, артинско - верхнекаменноугольный и кунгурский. Возможно открытие промышленных залежей газа и нефти в девонских отложениях.

Наиболее перспективные подсолевые палеозойские отложения слабо изучены бурением, если не считать единичных скважин на Южно-Эмбенском поднятии, а также на структурах Северной Эмбы, на Тепловской и Усовской структурах южнее Жадовского уступа и на Астраханском своде. Из подсолевых отложений промышленные притоки нефти, газа и газоконденсата получены на Западно - Тепловской, Тепловской, Ташлинской и Гремячинской структурах (низы кунгура и артинский ярус), притоки нефти - на Кенкиякской и Каратюбинской (артинский и сакмарский ярусы), Жанажольской и Астраханской (средний карбон).

Нефтегазоносный комплекс пермо-триаса характеризуется большим числом песчаных пластов сероцветной и красноцветной толщи большей частью континентальных (озерных) отложений. Верхнепермские отложения нефтеносны на Кенкиякской площади, а триасовые - на большей части площадей (Макатской, Кульсаринской, Джаксымайской, Косчагыльской, Искинской, Кенкиякской, Кокжидинской, Каратюбинской и др.). В результате бурения сверхглубоких скважин на Аралсоре установлено, что мощность триасовых отложений достигает 2777 м, в связи с чем перспективы открытия новых залежей и местоскоплений в Прикаспийской мегасинеклизе повышаются. Дебиты нефти из триасовых отложений достигают 50 – 100 т/сут.

Среднеюрский нефтегазоносный комплекс представлен большим количеством пластов (до 16) выдержанных по простиранию нефтеносных песчаников. Дебиты нефти достигают 100 т/сут, но довольно неустойчивы. Мощность нефтяных пластов в среднем 8-10 м, но меняется от 1 до 25 м.

Нефть из среднеюрских отложений добывается на большинстве нефтяных местоскоплений мегасинеклизы. Нефтегазоносны континентальные (озерные) отложения бат-байосского возраста мощностью до 600-700 м в юго-восточной части мегасинеклизы.

Верхнеюрский нефтегазоносный комплекс приурочен к характерным карбонатным морским известковым отложениям, главным образом в юго-восточной части Прикаспийской мегасинеклизы.

В последнее время в западной части мегасинеклизы (Саратовское Заволжье) обнаружены мелкие газовые залежи в верхах волжского яруса (местоскопления Старшиновское, Армейское, Спортивное, Таловское).

Нижнемеловой комплекс включает большое количество нефтяных горизонтов. Сюда входят как континентальные пестроцветные свиты баррема и нижнего апта, так и морские отложения. В неокме - апте известно до 14 постоянных горизонтов. Нефть приурочена к песчаникам мощностью 10-20 м. Дебиты, как правило, небольшие - до 20 т/сут.

Известны единичные нефтепроявления и малодебитные горизонты в отложениях верхнего мела, куда нефть попала из нижележащих отложений.

Палеогеновые и неогеновые отложения на большей части территории залегают небольшими участками и имеют малую мощность, лишь в междуречье Волги и Урала и в южной части Прикаспийской мегасинеклизы (Новобогатинск) неогеновые отложения содержат промышленные горизонты, нефти и таза.

Значительные притоки газа получены из апшеронских отложений в западной части мегасинеклизы. Так, на Аукетайчагыльской площади газовые фонтаны достигали дебитов 200 тыс. м³/сут. Считается, что все скопления газа в палеогеновых и неогеновых породах вторичные и связаны с поступлением их из подстилающих мезозойских отложений.

Типы зон нефтегазонакопления, месторождений и залежей нефти и газа. В провинции намечается четыре типа зон нефтегазонакопления, связанных: а) с соляными куполами; б) со складками, в ядрах которых имеются «соляные подушки» (Прорва, Буранкуль); в) с рифовыми массивами; г) с подсолевыми палеозойскими поднятиями. Наибольший интерес представляют подсолевые поднятия. Примерно из 30 разведанных соляных куполов с доказанной промышленной нефтегазоносностью залежи 20 куполов находятся в разработке. Большая их часть расположена в междуречье Эмбы и Урала, в их нижнем течении (Сагиз, Доссор, Макат, Искине, Байчунас и др.), и к югу от Эмбы (Каратон, Косчагыл, Кульсары, Мунайли, Тюлюс и др.). Известны также местоскопления в восточной части Прикаспийской мегасинеклизы. (Кенкиякское, Кокжидинское, Каратюбинское и др.).

Большое значение для оценки нефтегазоносности купола имеет глубина залегания соли. Наиболее богатые нефтью купола, как правило, имеют глубоко погруженные соляные ядра - от 2 до 4 км и более (Каратон и др.). Уже давно была замечена особенность в распределении нефтяных залежей для местоскоплений Эмбы, заключающаяся в приуроченности большинства залежей к опущенным крыльям соляного купола. Эта особенность, которую учитывают при разведочных работах, находит свое объяснение в геологической истории формирования залежей: она связана, с одной стороны, с лучшей сохранностью от эрозии в опущенных частях, с другой стороны, - с наличием палеосводов в стороне от современного положения свода над поверхностью соляного штока.

Среди промышленных местоскоплений Прикаспийской мегасинеклизы можно выделить четыре типа: 1) связанные с соляными куполами - их большинство (Доссор, Магат, Кульсары, Кенкияк и др.); 2) приуроченные к антиклинальным структурам, где соль или отсутствует, или в виде утолщений («подушки») залегает на очень большой глубине - 4-5 км; 3) приуроченные к рифогенным отложениям; 4) приуроченные к подсолевым антиклинальным структурам.

Залежи нефти крайне разнообразны, особенно связанные с соляными куполами. Для антиклинальных складок типа Прорвинской и Буранкульской характерны сводовые залежи полного контура. Аналогичные залежи встречаются и на соляных куполах (например, Магат, Кульсары и Сагиз), но число их невелико. На соляных куполах типа Кульсары или Искине в триасовых, юрских и меловых отложениях имеются залежи, экранированные крутым склоном соляного штока. Наибольшее число нефтяных залежей относится к группе экранированных сбросами, однако в грабенах залежи чрезвычайно редки. Весьма интересны небольшие залежи на куполах типа Байчунас, экранированные стратиграфическим несогласием. Эти залежи обычно встречаются в юрских отложениях, когда головы пластов срезаны несогласно залегающими и запечатывающими глинистыми слоями меловых пород. Ловушки для нефти возникли в связи с размывом в предаптское время.

Известны и литологические залежи в выклинивающихся и линзовидных слоях нефтеносных песчаников. Обычно это базальные песчаники трансгрессивных свит, например, в Искине. Байчунасе, Доссоре и др. Как правило, каждое нефтяное месторождение содержит залежи нефскольких типов. Число нефтяных залежей на отдельных крыльях купола от 4 до 10 и даже до 20.

Залежи нефти в ПП имеют газовые шапки. Чисто газовые шапки обнаружены лишь в западной её части. Основные залежи – типа сводовых, затем экранированные сбросами и соляным ядром, все остальные, в том числе стратиграфические и литологические, играют меньшую роль. Аналогичная картина наблюдается и по другим солянокупольным районам мира. В подсолевых отложениях намечаются сводовые залежи. Наиболее типичным месторождением провинции является Кенкияк (или Кенкиякское).

Нефти с месторождений Прикаспийской провинции разнообразны. Замечено, что от внешних зон к центру Прикаспийской мегасинеклизы состав нефти изменяется в сторону увеличения содержания легких фракций. Одновременно появляются газовые шапки. Нефти юры, триаса и перми легкие, менее смолистые, чем меловые, и содержат больше легких фракций и парафина. С юга на север уменьшается смолистость нефтей. В юрских отложениях преобладают метаново - парафиновые, в меловых - нефтеново – метановые. Местоскопления к северу от Эмбы (Байчунасское, Доссорское; Кошкарское, Маткатское, Сагизское и др.) дают хорошо известные в народном хозяйстве масляные нефти с содержанием смол менее 10 %, с низким содержанием парафина и с почти полным отсутствием бензиновых фракций. Эти нефти

залегает на малой глубине. Нефти местоскоплений, расположенные к югу от Эмбы (Косчагыльское, Кульсаринское), содержат, главным образом, бензиновые фракции, а нефти местоскоплений, расположенных еще южнее (Каратонское, Тереньюзюкское и др.), становятся высокосмолистыми, высоко парафинистыми и сернистыми. На Прорвинской и Буранкульской антиклиналях, на крайнем юго - востоке провинции, в среднеюрских породах обнаружены лёгкие нефти, что связано с большой глубиной их залегания. Нефти Северной Эмбы в среднеюрских отложениях как правило, тяжелые, в триасовых и нижнепермских - более легкие, с большим содержанием бензина.

Уникальность Прикаспийской мегасинеклизы в том, что соляные купола (кунгурский возраст) прорывают 8-9 км толщу осадочных пород и разрушают залежи нефти, но при этом образуются новые залежи УВ в надсолевом комплексе.

Для надсолевого комплекса намечается закономерность во времени формирования, основных залежей: их формирование в условиях разреза с многочисленными несогласиями зависит от времени образования покрывки: чем меньше это время (в миллионах лет), тем менее разрушены залежи. Все залежи моложе вмещающих их пород (Калинин Н.А., 1970г.).

Для подсолевого структурного комплекса, наиболее перспективного, ареалы распространения местоскоплений нефти и газа имеют контуры независимо от тектоники надсолевого структурного этажа.

Согласно геотектоническому принципу нефтегазоносного районирования в Прикаспийской нефтегазоносной провинции выделено 5 НГО: Центрально-Прикаспийская НГО, Енбекско-Жаркамышская НГО, Волгоградско-Карачаганакская ГНО, Астраханско-Калмыцкая ГНО, Южно-Эмбинское НГО.

Центрально- Прикаспийская НГО (Куриловско – Новоузенская зона поднятий, Узень нефтяное. Открыто в 1967 г. (T_2), 1 залежь
Таловское газовое. Открыто в 1964 г. (J_3), 1 залежь

Енбекско-Жаркамышская НГО (Енбекско-Жаркамышская зона поднятий)
Шубаркудук нефтяное. Открыто в 1930 г. ($J_1 T_1$), 1 залежь
Кумсай нефтяное. 1960г., (J_2), 1 залежь
Кенкияк нефтяное. 1959г., ($K_1, J_2 T_1 P_{1-2} C_2$), 25 залежей

Жаназол НГК. 1978г., (C_{1-2-3}), 2 залежи

Кожасай нефтяное. 1983г. (C_{1-2}), 1 залежь

Акжар нефтяное. 1962г., ($K_1, J_{1-2} T_1$), 14 залежей
Каратюбе нефтяное. 1966г., ($K_1, J_{1-2} T_1 P_2$), 8 залежей

Волгоградско-Карачаганакская ГНО. (Карачаганак-Троицкая зона поднятий, Лободинско – Тепловская зона поднятий)

Карачаганак нефтегазоконденсатное. 1978г., (P_1, C_{1-2}), 1 залежь, риф
Западно-Тепловское нефтегазоконденсатное, 1973г., (P_1), 1 залежь, риф
Лободинское ГК. 1976г., (C_2), 1 залежь, риф
Северо-Лиманское НГК. 1976г., (P_1, C_1), 4 залежи
Карпенское НГК 1967г., (P_1), 4 залежи
Ждановское ГК 1973г., (P_1), 1 залежь

Астраханско-Калмыцкая ГНО (Астраханский свод, Сарпинский прогиб)

Астраханское газоконденсатное 1976г., (С₂), 1 залежь
Бугринское газовое. 1968г. (Т₁), 1 залежь
Пустынное газовое. 1977г. (Т₁), 2 залежи (Калмыкия)

Южно-Эмбинская НГО. (Приморское поднятие, Щукатско-Северо-Каспийская зона поднятий, Южно-Эмбинское поднятие)

Каратон нефтяное. 1948г., (К₁₋₂, J₂ Р₂), 27 залежей
Тенгиз-нефтяное, 1979г., (С₂), 1 залежь, риф
Прорва (центральная и восточная) НГК. 1963г., (J₂₋₃ Т₃), 7 залежей
Прорва (западная) НГК. 1967г., (J₂₋₃ Т₃), 9 залежей
Актюбе нефтяное. 1965г., (J₂₋₃), 7 залежей
Копя нефтяное 1962г. (К₁, J₁₋₂), 11 залежей
Кулсары нефтяное. 1938г., (К₁, J₂₋₃ Т₃), 25 залежей
Косчагыл нефтяное. 1932г., (К₁, J₂ Т₃), 28 залежей
Макад нефтяное. 1915г., (К₁, J₂ Т₃), 10 залежей
Доссорское нефтяное. 1911г. (J₂), 8 залежей
Байчунас нефтяное. 1927 г. (К₁₋₂, J₂), 13 залежей
Искине нефтяное. 1934г., (К₁, Т₁₋₃), 6 залежей
Сагиз нефтяное. 1937г. (К₁ J₂ Т₁₋₃), 33 залежи
Боранколь НГК 1959г., (J₂₋₃ Т₃), 11 залежей

Нефтегазоносность акваторий и морей России и мира

А. Этапы истории изучения геологического строения дна акваторий мира.

Анализ результатов поисков нефти и газа, проведенных во многих акваториях мира, показывает, что эффективность поисков в акваториях обычно выше, чем в смежных частях суши. Почти во всех морях и океанах, там, где проводились поисково-разведочные работы были открыты месторождения нефти и газа и количество добываемых в акваториях этих полезных ископаемых составляет существенный процент (17-19%) в общемировой добыче. Даже в бедной такими месторождениями Западной Европе ресурсы нефти и газа акваторий позволяют обеспечить потребности ряда стран. (Англии, Норвегии и др.). Поэтому нефтегазоносные акватории (НГА) становятся объектом международной политики.

Стало очевидным, что «нефтегазовая геология акваторий» является самостоятельной ветвью «нефтегазовой геологии», характеризующейся наличием специфической информации, специфическими методами её обработки и методами прогноза. Мало того, оказалось, что многие процессы, под дном акваторий протекают иначе, чем в недрах территорий, и физико-химические условия в них во многом отличаются.

Своеобразны и условия аккумуляции и сохранения залежей углеводородов; постоянный наклон слоёв благоприятствует постоянной миграции, а наличие разнообразных ловушек аккумуляции углеводородов, повышенное давление и пониженная температура способствуют образованию кристаллогидратов, что улучшает условия сохранения залежей. Эти обстоятельства объясняют причины исключительного разнообразия плотности запасов нефти и газа многих акваторий.

Различные предположения о геологическом строении морского дна высказывались еще Страбоном (40-20 гг. до нашей эры), Аристотелем, Полинием и другими исследователями. Изучение морфологии дна морей и океанов и состава грунтов с целью обеспечения морского транспорта проводилось в XVIII

в.в. Исследования, направленные на выяснение геологического строения дна, были начаты в 1873 г. океанографической экспедицией на судне «Челленджер». В течение всего последующего времени масштабы исследований, комплекс применяемых методов и глубина «проникновения» в недра непрерывно расширялись, благодаря чему накопилась огромная информация.

Впервые в мире добыча нефти на море была осуществлена в России. В конце XVIII в. в районе Баку в море на расстоянии 20-30 м от берега были сооружены изолированные от воды срубами колодцы, из которых в течение нескольких лет добывалась нефть (Мехтиев, 1957). Однако затем в течение почти 150 лет ни поисков, ни добыча нефти и газа в акваториях не производились. Лишь в конце 19 века в Японии, а затем в США началась разработка залежей в самых прибрежных частях смежных акваторий. С тех пор количество акваторий, в которых проводятся геологоразведочные работы на нефть и газ непрерывно растёт. Историю изучения геологического строения дна акваторий и поисков в них нефти и газа можно разделить на четыре этапа.

I этап – 1873-1927 г.г. Экспедиция «Челенджера» является началом изучения геологии дна акваторий. Получена информация по составу осадков различных океанов и морей, обработанная и обобщённая Д. Мерреем, А. Ренаром в 1891г. Затем проведены другие экспедиции: «Альбатрос» в 1888-1920 г.г.; «Сибоба» в 1899 –1990 г.г.; «Эди Стефан» и «Планета»; «Тор» в 1919 г. В результате выявлены общие особенности распределения осадков, их связь с рельефом морского дна, установлено наличие шельфа и поперечных долин, пересекающих шельфы и склоны. Генезис этих долин был объектом дискуссии, продолжавшейся почти целое столетие (Шепард и др., 1972). В течение первого этапа производились разведка нефти и газа на морском продолжении нефтяных месторождений непосредственно вблизи берегов. В некоторых странах было установлено, что прибрежные нефтяные месторождения продолжают в смежных частях акваторий, и была начата их разработка в пяти акваториях: в Каспийском и Японском морях, в Прикалийфорнийской части Тихого океана и в озёрах Мараккаibo и Эри.

II этап – 1928 -1959 г.г. Началом II этапа в истории развития геологии акваторий, очевидно, следует считать проведение исследований, направленных на изучение современных осадков как источников информации о геологической истории, бассейна и условиях накопления нефтепроизводящих пород. Исследования, с такой целью были начаты А. Д. Архангельским в 1927 г. (1927, 1938) в Черном море, а затем в 1928-1930 гг. - П. Д. Траском в бассейнах нескольких океанов (Trask, 1932).

Хотя в результате этих исследований, вследствие несовершенства анализов углеводородов в современных осадках не было обнаружено, все же полученная информация позволила выявить основные закономерности накопления органического вещества.

В описываемый этап благодаря применению эхолотов существенно расширился объём, и улучшилось качество - информации о батиметрии акваторий. Эта информация в конце этапа была использована В. В. Белоусовым (1954) для расшифровки геологического строения океанов. II этап развития геологии акваторий- характеризуется широким внедрением геофизических методов исследования: гравитационных, затем магнитометрических электрометрических и особенно сейсмических (Шепард, 1969). Подводное фотографирование существенно увеличило информацию об условиях формирования текстур осадков.

Расширение комплекса методов и изучения геологического строения дна акваторий позволило перейти к поискам нефтяных месторождений, расположенных полностью в акваториях. Впервые поиски нефтяных и газовых месторождений, расположенных в водных бассейнах, были начаты в Каспийском море в начале 30-х годов. Несколько позже, аналогичные работы проводились в Мексиканском заливе (с 1940 г. у берегов США, а с 1949 г. у берегов Мексики), где было открыто много нефтяных и газовых месторождений.

В 1957 году были начаты геофизические работы в Охотском море, вблизи северо-восточного берега о. Сахалин и в Азовском море. Значительно расширились поисково - разведочные работы и разработка морских месторождений Тихого океана, расположенных у побережья Калифорнии. В течение второго этапа еще в нескольких акваториях было выявлено продолжение месторождений, открытых в прибрежных частях суши: в Южно-Китайском море (месторождение Серия), в Персидском заливе (месторождение Сафания), в заливе Париа (месторождения Педарналес, Форест и др.).

В области поисков нефти и газа в рассматриваемый этап стала разрабатываться специальная методика и аппаратура, появились приспособления для бурения неглубоких структурных скважин со специальных судов (Каспийское море), методы проведения электроразведки и сейсморазведки в море.

В результате успехов в освоении нефтяных месторождений, расположенных в акваториях, стало совершенно очевидным, что существующее морское право недостаточно для определения юридической природы прав государств на континентальный шельф.

Вначале Англия (1942), США (1945), Мексика (1945), Аргентина (1946), Чили (1947), Перу (1942), Саудовская Аравия (1949), Шейхства Персидского залива (1949), Бразилия (1950) приняли в одностороннем порядке законодательные акты, фиксирующие свои исключительные права и распространяющие юрисдикцию на участки морского дна и его недр за пределами территориальных вод (Молодцов, 1960). Начиная с 1950 г. этим вопросом занялась Комиссия международного права ООН. В результате работ которой на конференции ООН по Морскому праву в 1958 г. принята Женевская конвенция о континентальном шельфе. Полный текст конвенции приведен в книге С. В. Молодцова (1960) и в «Очерках...» (1962).

III этап – 1960 - 1968 г.г. отличается широким и комплексным изучением геологии почти всех морей и океанов преимущественно по международным программам (проект верхней мантии). В эти годы было выяснено, что распределение нефти и газа в акваториях подчиняется общим закономерностям распределения нефти и газа в земной коре (Калинко, 1959).

В течение рассматриваемого этапа проводится комплексное изучение геологии почти всех океанов. Большое количество экспедиционных судов многих стран (СССР, США, Англии, Канады, Австралии и др.) бороздят океаны, изучают: рельеф и тектонику дна, осадки и породы, обнажающиеся на дне. Проводят гравиметрические, магнитные и сейсмические работы, исследования плотности теплового потока и т.д. Вся эта информация обобщается в крупных и оригинальных монографиях, обсуждается на различных симпозиумах и совещаниях («Исследования по проблеме...», 1972; «Геология и геофизика...», 1969, «История...», 1971, и т. д.). В результате исследований было установлено, что геологическое строение дна многих акваторий существенно отличается от строения суши. В их пределах развиты геоструктурные элементы, не имеющие аналогов на суше. Это положение частично было отражено на тектонической карте Евразии. Большое количество информации преимущественно

геофизической, было получено о строении земной коры в акваториях. Значительным расширением поисков и разведки нефти и газа в акваториях характеризуются 60-е годы. Из 113 прибрежных государств мира к концу этапа у берегов 82 государств проводились геолого-геофизические работы, у берегов 54 государств - глубокое поисковое бурение и у берегов 20 государств - добыча нефти и газа. Даже те государства, которые на своей территории никогда не вели поисков нефти и газа или вели много лет назад и их прекратили вследствие отрицательных результатов, возобновили подобные работы в смежных акваториях (Норвегия, Дания, ЮАР и др.). Это было вызвано исключительно высокой эффективностью поисковых и разведочных работ, проводимых в акваториях. В большинстве акваторий первые же скважины открывали крупные месторождения нефти и газа, причем нередко в таких акваториях, на берегах которых либо не было совсем месторождений, либо были признаки, нефти и газа, либо; наконец, имевшиеся месторождения находились на стадии истощения (Северное море, Бассов пролив, зал. Кука и т. д.). Так были открыты месторождения газа в Северном, Адриатическом и нефти - в Южно- Китайском море, в заливах Персидском, Париа, Суэцком, Кука, Гвинейском, Сидра и в прибрежных частях Атлантического (у берегов Заира, анклавы Анголы - Кабинды, Габона и Бразилии), Индийского (у берегов ЮАР) и Тихого (у берегов Перу и Эквадора) океанов, а также в Каспийском море, Мексиканском заливе, Прикалифорнийской части Тихого океана, в оз. Маракайбо и др.

К концу этапа общее количество пробуренных в акваториях скважин достигло 8500. Из 261 месторождения добывалось в год 255 млн. т. нефти и 95 млрд. м³ газа, т. е. соответственно 17 и 10% их количеств, добываемых во всем мире.

Рассматриваемый этап характеризуется широким применением геофизических методов, совершенствование проведения интерпретации (с помощью ЭВМ) которых позволило значительно повысить их информативность. Изменяются и масштабы исследований: поиски начинают проводить целиком в пределах таких крупных акваторий, как Каспийское и Северное моря, Калифорнийский залив. Появляются публикации, посвященные оценке перспектив нефтегазоносности этих акваторий (Алиханов, 1964, и др.).

Появляются методы оценки перспектив нефтегазоносности шельфовых участков акваторий по информации об основных чертах геологического строения смежных частей суши. Дана оценка шельфовых частей акваторий мира, которая в последующие этапы во многом подтвердилась. (Северное, Яванское моря и др.). Но всё же в ряде акваторий бурение глубоких скважин не дало положительных результатов, например в Атлантическом океане у берегов Белиза, Гайаны, Багамских островов, Марокко, Западной Сахары и Сенегала, в Тихом океане у берегов некоторых штатов США (Орегон и Вашингтон) и др.

В этот период во многих государствах были приняты законодательные акты о шельфе, основу которых составляли положения Женевской конференции 1958 года (Указ Президиума Верховного Совета СССР от 6 февраля 1968 г., соответствующие акты в СФРЮ, Италии, Малайзии, Дании и т. д.). Были заключены двусторонние соглашения между различными государствами о границах принадлежащих им частей шельфа в Балтийском, Северном морях, Персидском заливе и т. д. (СССР, ПНР и ГДР и др.). Не обошлось и без осложнений. Так, например, ФРГ, Дания и Голландия не смогли достичь соглашения о границах принадлежащих им частей шельфа Северного моря и передали разногласия на рассмотрение Международного Суда ООН. Дело оказалось настолько сложным, что решение суда было принято 11 голосами против 6 (Калинкин и др., 1972; «Океан, Техника, право», 1972).

IV этап - 1969-1974 г.г. Началом этапа в изучении геологии и нефтегазоносности акваторий надо считать проведение глубоководного океанического бурения, в результате которого была получена принципиально новая информация, позволившая дать оценку перспектив нефтегазоносности не только шельфа, но и других тектоно-батиметрических элементов морского дна. Такой же вывод был сделан в результате проведения теоретических исследований (Калинко, 1969). В соответствии с проектом глубоководного бурения (Deep Sea Drilling Project) США в течение пяти лет (1968-1973 гг.) в 289 пунктах со специального корабля «Гломар Челленджер» в океане и морях было пробурено 450 скважин (в некоторых пунктах вследствие того, что первая, а иногда и вторая скважины не достигали проектного горизонта, бурили еще одну или даже несколько скважин в сумме около 128145 м, из которых было получено 50513 м керна глубоководных отложений. Максимальная глубина воды 6243 м, максимальная глубина скважин от дна 1300 м.

Идея дрейфа континентов впервые была предложена Ф.Б. Тейлором в 1910 году. Несколько позже она была блестяще разработана А. Вегенером и поддерживалась различными исследователями. Однако полное признание, гипотеза получила лишь после того, как была подтверждена. Результатами бурения (Maxwell et al., 1970; Hallam, 1973). Полученная информация позволила расшифровать историю развития отдельных водных бассейнов (Атлантического и других океанов, Средиземного моря и т.д.), определить скорости движения континентов и т. д.

В нескольких скважинах, пробуренных в пределах абиссальных равнин (в Мексиканском заливе, Японском море, море Росса и др.), были зафиксированы нефтегазопроявления, однако ввиду невозможности предотвращения открытого фонтанирования с целью охраны окружающей среды, дальнейшее углубление не проводилось.

В течение последнего этапа в еще большем объеме проводится изучение геологии почти всех морей и океанов, включающие весь комплекс геологических, геофизических, физических (измерение глубинного теплового потока и так далее), геохимических исследований. В различных акваториях были открыты новые нефтегазоносные провинции и новые высокопродуктивные комплексы или районы в акваториях с известной нефтегазоносностью в Средиземном море у берегов Греции, Италии, Испании и Ливии; в Атлантическом океане у берегов Бразилии, Тринидада, Канады и Ирландии; в Карибском море у берегов Венесуэлы, в Индийском океане у берегов Австралии, в Камбейском заливе у берегов Индии; в Тихом океане в Яванском, Андаманском и Южно-Китайском морях, в Таиландском и Аньшаньском заливах, в Маккасарском проливе у берегов Новой Зеландии в Тасмановом море.

В Северном море были открыты залежи нефти в мел - палеогеновых и юрских отложениях. В Каспийском и Южно-Китайском морях, в Мексиканском заливе открыты месторождения нефти и газа в новых районах. Только в капиталистических и развивающихся странах в 1973 г. работало 170 передвижных буровых установок.

Поисковые скважины к 1974 г. стали бурить при глубине акваторий до 685м, и при удалении от берега до 50 миль. В Японии строятся установки для бурения при глубине воды в 914 м. Извлекаемые запасы нефти шельфов акваторий оценивались в 15,8 млрд. т. В 1972 г. по данным ООН добыча в акваториях мира, составила 450 млн. т. нефти) и 1415 млрд. м³ газа, что составило соответственно 18 и 10% мировой добычи нефти и газа.

Рассматриваемый этап характеризуется значительным прогрессом техники проведения работ, появилась целая отрасль промышленности, производящая

средства для поисков и разработки залежей нефти и газа в акваториях.

Таким образом, за 100 лет изучения геологии дна акваторий мира получена обширная информация об основных особенностях тектоники, о составе, а иногда и возрасте пород, основных этапах истории их геологического развития, вероятных термодинамических условиях под дном акваторий и т. д. Однако почти по каждой акватории много еще не решенных проблем: как крупного глобального плана, так и частных. Хотя комплекс разнообразной информации как будто бы убедительно обосновывает новую глобальную тектонику (или тектонику плит), все же нельзя не учитывать не менее серьезные факты, противоречащие этой гипотезе (Мейерхофф и др., 1974).

В результате значительного расширения нефтегазопромысловых работ установлена промышленная нефтегазоносность 55 акваторий у берегов 46 стран. На 1 января 1974 г. разведанные извлекаемые запасы нефти и газа

акваторий некоторых стран достигли соответственно, 15,8 млрд. т и 1,48 трлн. м³, а прогнозные - 51,5 млрд. т и 150 трлн. м³.

К указанной дате в акваториях нефть и газ добывает 31 страна, у берегов 15 стран уже открыты месторождения нефти и газа и 78 стран проводит глубокое бурение. У берегов остальных стран проводятся геолого-геофизические работы и, вероятно, в ближайшем будущем начнется глубокое поисковое бурение.

Анализируя историю развития поисков нефти и газа в акваториях, нетрудно сделать выводы о том, что почти во всех странах, каждый раз, на новом этапе результативность работ оказывалась значительно лучшей, чем предполагалось внача.11е, эффективность поисковых работ в большинстве случаев значительно выше, чем в смежных частях суши, а запасы полезных ископаемых - значительно больше.

Однако все еще нередки случаи, когда пробуренные в акваториях скважины оказываются непродуктивными, что безусловно связано с несовершенством методов прогнозирования и проведения поисковых работ. Поэтому необходимость дальнейшего совершенствования методики не вызывает сомнений.

В большинстве из открытых нефтегазоносных акваторий мира (более 40 НГА) в настоящее время известны лишь единичные месторождения нефти и газа, что связано не с редкостью их распространения, а с недостаточной разведанностью этих акваторий. Лишь в нескольких акваториях выявлено значительное количество месторождений или разведана большая часть площадей.

Ниже перечислим открытые НГА мира: Южно-Каспийская, Североморская нефтегазоносные субпровинции, Суэцкая нефтеносная провинция, нефтегазоносная субпровинция Залива Кука, Маракаибская нефтеносная провинция, Мексиканская НГ мегапровинция, НГП Персидского залива, Яванская нефтегазоносная субпровинция, Южно-Китайскоморская провинция, Тасмановоморская НГП, Гулякильская НГП, Атлантические Приюжноамериканские НГ мегапровинции, Атлантические Прицентральноафриканские НГ мегапровинции, Атлантические Присевероамериканские НГП, Атлантические Приевропейские провинции, Южно-Карибские НГП, Средиземноморские НГ мегапровинции, Болеарская НГО, Адриатическая газонефтеносная провинция, Эгейская нефтегазоносная провинция, Ливийско-Итальянская НГП, Средиземноморская Приегипетская газонефтеносная провинция, Тиморо-Австралийская нефтегазоносная мегапровинция, Камбейская НГП, Андаманоморская газоносная провинция, Индоокеанская Прииндонезийская НГП, Индоокеанская Приюжноафриканская НГП, Тихоокеанская Примексиканская НГП, Тихоокеанская Причилийская ГП, Япономорская НГП, Тихоокеанская Приирианская НГП, Папуасская ГП, НГП Залива Париа, нефтегазоносность озера Эри,

нефтегазоносность акватории моря Бофорта, газоносность проливов и заливов Канадского Арктического архипелага.

БАРЕНЦЕВОМОРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Баренцевоморский шельф занимает акваторию площадью более 1млн. км². В последние 20 лет геолого-разведочные работы активно велись в акватории Печорского и Баренцева морей следующими организациями: НПО «Арктикморнефтегазразведка (АМНГР), треста «Севморнефтегеофизика» (СМНГ), РАО «ГАЗпром» и его подразделениями ДП «ГАЗфлот», АО «Росшельф».

Буровые работы. На территории исследуемого шельфа пробурено 74 скважины. 31 из них в акватории российского сектора Баренцева моря и Печорского моря, 3- на Земле Франца-Иосифа, 14 скважин на Шпицбергене и 40 скважин в норвежской части Баренцева моря.

В 1982г. объединение АМНГР пробурило первую скважину в российском секторе Баренцевоморского шельфа. В результате было открыто Мурманское газовое месторождение. Затем были открыты: Северо - Кильдинское газовое месторождение в 1985г. и уникальное по размерам Штокмановское газоконденсатное в 1988г. Открытие Штокмановского месторождения имело принципиальное значение и коренным образом изменило отношение нефтяных компаний к российскому сектору Арктического шельфа. Дальнейшие работы АМНГР подтвердили высокие перспективы этой части акватории открытием крупного Лудловского газового месторождения (1990).

В настоящее время в пределах российского сектора Баренцевоморского шельфа открыто 5 нефтяных месторождений (в акватории Печорского моря), три газоконденсатных (среди них уникальное Штокмановское) и три газовых месторождения на акваториальном продолжении Тимано – Печорского бассейна. В секторе Баренцевоморского шельфа было открыто Приразломное месторождение (1989), за которым последовало открытие нефтяных месторождений:–Варандей-море, Мединское-море, Южно-Долгинское. В норвежском секторе Баренцевоморского шельфа пробурено 47 скважин и выявлено 6 газовых и одно газонефтяное. На Земле Франца-Иосифа и на Новой Земле выявлены битумопроявления.

В разрезе осадочного чехла бассейнов Баренцевоморского шельфа можно проследить три общих для них литолого-стратиграфических комплекса. (ЛСК), разделённых границами стратиграфических перерывов и несогласий.

Нижний литолого-стратиграфический комплекс. – рифей - палеозойский. Комплекс выполнен отложениями ордовикско-девонского и каменноугольно-пермского возрастов.

Средний литолого-стратиграфический комплекс (пермско-триасовый) составляет основную часть разреза Баренцевоморского бассейна.

Верхний литолого-стратиграфический комплекс сложен терригенными породами юры, мела и палеоген-неогена. Юрские и меловые отложения Баренцевоморского бассейна относятся к обширному, некогда единому, плитному покрову, перекрывающему различные тектонические площади. Он формировался, когда структурный план бассейна уже был близок к современному.

В пределах Баренцевоморского шельфа выявлены залежи нефти и газа в резервуарах пермско-триасового и юрского НГК. Меловой НГК является потенциально перспективным. В Баренцевоморском бассейне выявлены: Мурманское газовое, Северо-Кильдинское газовое,. Штокмановское газоконденсатное, Лудловское газоконденсатное, Лунинское газовое, Аскелад, Альбатрос, Алке, Сновит нефтегазоконденсатные месторождения.

Значительные объемы осадочного чехла, сосредоточенные в отрицательных

структурах, позволяют предполагать высокий нефтегазогенерирующий потенциал провинции. Обширные поднятия, примыкающие к этим очагам генерации и содержащиеся в разрезе региональные коллекторы и покрышки, говорят о больших аккумулирующих возможностях в пределах всей Баренцевоморской провинции, что дает основание рассматривать ее как одну из наиболее перспективных акваториальных провинций России. Особый интерес представляет Штокмановско-Лунинский газонефтеносный район, в который входят Штокмановско-Ледовая, Лудловская и Лунинская седловины, отделенные друг от друга погруженными Западно Северо-Штокмановским и Южно-Лунинским прогибами.

ШТОКМАНОВСКО-ЛУНИНСКИЙ ГНР (рис. 266). Максимальная мощность осадочного чехла в этом газонефтеносном районе оценивается сейсморазведкой в 14-15 км. Бурением изучены 4070 п. м. Вскрытый скважинами разрез представлен песчано-глинистыми отложениями кайнозойского, мелового, юрского и поздне-среднетриасового возраста. Газовые и газоконденсатные залежи, имеющие промышленное значение, выявлены в отложениях средней юры (Штокмановское, Лудловское и Ледовое месторождения), интенсивные газопроявления (вплоть до открытых выбросов) наблюдались на ряде площадей в песчаниках нижнего мела. Месторождения, как правило, многозалежные. Залежи установлены в интервалах глубин 1380 - 2625 м.

Типы залежей - пластовые сводовые и пластовые, тектонически экранированные. Коллекторы-песчаники с гранулярной открытой пористостью 16 - 26%, газопроницаемость ряда пластов достигает 2 мкм². Средние эффективные толщины продуктивных пластов изменяются от 8 до 45 м, общие мощности достигают 85 м.

По величине запасов два месторождения района (Штокмановское, Ледовое) относятся к уникальным и одно (Лудловское) – к крупным. Газ всех месторождений метановый (93 - 97%), бессернистый, низкоуглеродистый (до 1,2%), низкогелиеносный (0,0210,027%). Содержание конденсата низкое - от 5 до 12,5 г/м³. Конденсат малосмолистый (0,14-0,19%), малосернистый (0,0130,015%), плотностью 0,798-0,820 г/см³.

Изученность района, особенно бурением, низкая. В поисковое бурение введены четыре структуры. На трех из них открыты месторождения, на одной (Лунинской), первая бурящаяся поисковая скважина законсервирована при глубине 1405 м. Начато бурением 12 скважин, закончено - 11 скважин, из них в восьми получены промышленные притоки газа. Коэффициент успешности бурения (отношение продуктивных скважин к общему их числу) равен 0,9. Плотность бурения - 1 скв./7,9 тыс. км², плотность сейсмических исследований изменяется от 0,16 до 2,55 км/км² (Штокмановское месторождение), составляя в среднем 0,5 км/км².

Концентрация в среднеюрских породах Штокмановско-Лунинского района наиболее крупных месторождений Баренцевоморского шельфа как из числа российских, так и норвежских обусловлена сочетанием многих благоприятных факторов и, в первую очередь, структурного и литологического.

По литологическим особенностям разрез подразделяется на два обособленных комплекса: апт-верхнемеловой и верхнетриасово-неокомский. Верхнюю часть комплексов образуют глинистые отложения, а нижнюю алевроиты – песчаные породы. Наиболее продуктивными являются пласты Ю₀ (келловей), Ю₁ (ааленский-байосский), Ю₂₋₃ (нижняя юра).

Мурманское газовое месторождение приурочено к локальному структурному поднятию, сформированному над системой нарушений юго-западного борта бассейна. Месторождение имеет сложное многопластовое строение. Всего выделено около 20 продуктивных пластов песчаников ранне -среднетриасового

возраста. Все выявленные залежи литологически экранированы, причем большинство из них выклиниваются в сводовой части структурного поднятия. Газ по составу метановый с низким содержанием не углеводородных компонентов. По запасам месторождение относится к крупным.

Штокмановское газоконденсатное месторождение расположено в акватории в 560 хм к северо-востоку от г. Мурманска. Открыто в 1988 г. Месторождение по запасам УВ уникальное. Размеры структуры по замкнутой изогипсе -2075 м (Ю₀) 48х36 км, амплитуда 295 м, по замкнутой изогипсе -2470 м (Ю₂) - 47х33 км, амплитуда 305 м. Приурочено к одноимённому валу в северной части Южно-Баренцевской впадины. ловушка пластовая сводовая. Основной газоносный комплекс - юрские и нижнемеловые отложения, представленные песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Глубина залегания продуктивных пластов в сводовой части структуры 600-2920 м. Продуктивные пласты в средней и верхней юре расположены на глубине 2317 м (J₂ пл. Ю₃), 2237 м (J₂ пл. Ю₂), 2108 м (J₂ пл. Ю₁) и 1814 м (J₃ пл. Ю₁). Площадь газоносности их соответственно 28,7, 169,2, 947,6, 812,3 хм². Газонасыщенная толщина - 5,7, 16,344,9 и 43,3. Коллекторы кварцевые светло-серые песчаники с высокими емкостными характеристиками, пористость 17-24 %. Пластовое давление 23,9 МПа (Ю₂ Ю₃), 23,7 Мпа, (Ю₁) и 20 МПа (Ю₀), t - от 48 до 60 °С. Максимальные дебиты газа получены из пласта Ю₀ 1665 тыс. м³/сут. Конденсатный фактор в пластах Ю₂ и Ю₃ -14,1 г/м³, в пласте Ю₁- 12,4, в пласте Ю₀4,8.г/м³. Содержание метана от 93 до 96 %, углекислого газа - 0,270,53%, азота 1,52-2,3%.

СЕВЕРО - КАРСКАЯ ПЕРСПЕКТИВНАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Северо- Карская **ПНГП** расположена в северной части Карского моря. Приурочена к одноименной краевой плите. Изучена крайне слабо. Сейсморазведка практически не проведена. По аэромагнитным данным здесь выделена впадина Уединение, Северо-Карский мегавал, Шмидтовский прогиб, Ушаковское поднятие и обрамляющий их Северо-Земельский выступи Северо-Таймырская моноклинали. Впадина Уединение и Шмидтовский прогиб рассматриваются как продолжение системы впадин Баренцевского шельфа. Мощность осадочного чехла в их пределах достигает 10- 12 км на севере Таймырской моноклинали и 6 км на Северо-Земельском выступе.

ЛАПТЕВСКАЯ ПЕРСПЕКТИВНАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Лаптевская нефтегазоносная провинция, занимает большую часть акватории моря Лаптевых и приурочена к одноименной краевой плите. На западе провинция ограничена бесперспективными землями Таймырско-Североземельской складчатой системы, на востоке - зонами неглубокого залегания мезозойских и более древних массивов, на юге - складчатыми сооружениями ответвления мезозойских Северо-Востока России. На юго-западе она системой разрывных нарушений отделяется от Анабаро- Хатангской области, а на севере условно ограничивается изобатой 500 м.

Представления о строении этого региона основываются на гравимагнитных данных, материалах единичных сейсмических профилей и геологических наблюдений на суше.

Считается, что Лаптевская плита расположена на древнем массиве, являющемся одним из блоков Сибирской платформы, и в ее фундаменте преобладают архейские и нижнепротерозойские образования. В то же время высказывается мнение о гетерогенности основания Лаптевского бассейна.

Предполагаемая глубина залегания фундамента изменяется от 1 - 2 км в приподнятых зонах, до 6 - 8 км во впадинах.

В осадочном чехле провинции с учетом разрезов сопредельных структур суши - Анабарской антеклизы, Лено-Анабарского и Енисей-Хатангского прогибов и Анабаро-Хатангской седловины - прогнозируется три структурно-формационных и соответствующих им перспективных нефтегазоносных комплекса. В состав нижнего комплекса входят отложения от верхнего протерозоя до среднего палеозоя включительно, представленные морскими и лагунными терригенными и терригенно-карбонатными отложениями, возможно с пластами галогенных пород. Мощность комплекса порядка 3 км. Средний комплекс включает терригенные отложения от позднепалеозойского до раннемелового возраста. Мощность его не более 3 км. Верхний (синокеанический) комплекс, мощность которого может достигать 4 км, имеет, по-видимому, возрастной интервал от позднего мела до кайнозоя включительно и характеризуется терригенным составом.

Новая информация о геологическом строении этого региона отсутствует, что затрудняет оценку перспектив нефтегазоносности.

Основными структурами, имеющими большой объем осадочного чехла и наиболее высокие перспективы, являются Южно -Лаптевская впадина и Усть-Ленский грабен: во впадине при площади порядка 35 тыс. км² мощность осадочного чехла достигает 68 км, в грабене при площади около 41 тыс. км² мощность осадочного разреза до 4 км. На каждую из этих структур приходится примерно по 40% извлекаемых суммарных ресурсов области. В пределах Южно-Лаптевской впадины на основании сопоставления характера поля силы тяжести и сейсмических данных предполагается наличие валов, депрессий и отдельных более мелких поднятий. Усть-Ленский грабен, по сложившимся представлениям, является продолжением рифтогенной зоны срединно-арктического хребта на континентальной окраине. Рифтогенная природа и приуроченность к нему дельты Лены обуславливают его достаточно высокие перспективы.

Наибольшие перспективы в пределах провинции связываются с верхнепалеозойско-нижнемеловым перспективным комплексом, в котором ожидается до 47% ресурсов области. Он перспективен в пределах Усть-Ленского грабена и в Южно-Лаптевской впадине, в которых к нему приурочиваются соответственно 48 и 70% ресурсов этих структур. Немногим более половины (52%) ресурсов Усть-Ленского грабена приходится на верхнемеловой-палеогеновый комплекс, в Южно-Лаптевской впадине в нем предполагается около 9 % ресурсов. В ресурсах всей провинции этот комплекс составляет 24%. На долю нижнего верхнепротерозойско-среднепалеозойского комплекса приходится 29% ресурсов области. С ним связываются перспективы во всей зоне поднятий области и около 20% ресурсов Южно-Лаптевской впадины. Соотношение извлекаемых суммарных ресурсов нефти и конденсата к газу по области ожидается 1 :2. На глубинах до 3 км прогнозируется немногим более 50% ресурсов области, в интервале 3 - 5 км - порядка 30% и в интервале 5 - 7 км - около 14% ресурсов. Около 5% ресурсов предполагается на участках с глубинами моря до 100 м, в том числе примерно 60% в интервале 10 - 50 м. Северо-западная часть провинции, включающая Западно-Лаптевский прогиб и Хребтовское поднятие, в связи с крайне слабой изученностью получила лишь качественную оценку. В качестве перспективного комплекса здесь рассматриваются верхнепалеозойско-нижнемеловые отложения. Небольшая часть акватории (18 тыс. км²) моря Лаптевых (Хатангский залив) относится в тектоническом отношении к Анабаро-Хатангской седловине, выделенной в качестве самостоятельной области. Здесь перспективны верхнепротерозойско-среднепалеозойский и верхнепалеозойско-нижнемеловый комплексы. Около 70% извлекаемых суммарных ресурсов прогнозируются как

газовые.

ВОСТОЧНО - АРКТИЧЕСКАЯ ПЕРСПЕКТИВНАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Восточно-Арктическая ПНГП расположена в северной части Восточно-Сибирского и Чукотского морей и приурочена к Восточно-Арктической краевой плите. На западе, юго-западе и юго-востоке она зонами неглубокого залегания мезозой отделяется от Лаптевской, Усть-Индибирской и Южно-Чукотской ПНГО, а на северо-востоке продолжается за пределы российского сектора Чукотского моря. На основании результатов сейсмических исследований США предполагается наличие структурных связей этого региона с промышленно-нефтегазоносными районами арктического склона Аляски и допускается возможность объединения этих земель в единую провинцию (см. рис. 7).

Осадочный чехол провинции залегает на древнем гетерогенном фундаменте и имеет широкий возрастной диапазон от позднего протерозоя до кайнозоя включительно. Мощность его изменяется от 1 - 3 км на поднятиях до 5 - 8 км в прогибах. В его составе предполагается три перспективных нефтегазоносных комплекса. Нижний (верхнепротерозойско- среднепалеозойский) представлен преимущественно морскими терригенно-карбонатными отложениями мощностью 2,5 - 4 км. Средний комплекс (верхнепалеозойско-нижнемеловой) сложен морскими терригенными и терригенно-карбонатными отложениями мощностью до 3 - 4 км. Верхний комплекс (верхнемеловой-палеогеновый) терригенный. В его разрезе присутствуют угленосные породы морского и континентального генезиса мощностью до 2,5 км.

В пределах провинции выделяются две обширные области поднятий (так называемая глыба Де-Лонга и Севера-Сибирская область поднятий) и система окаймляющих и разделяющих их прогибов (Новосибирский, Северный, Севера-Чукотский прогибы и Восточная впадина). В составе провинции в известной мере условно выделены две области: Де-Лонга и Севера-Чукотская. К первой области отнесены глыбы Де-Лонга и окаймляющие ее с юга Новосибирский и Северный прогибы. В Северо-Чукотскую ПНГП включены Восточно-Сибирская область поднятий и обрамляющие ее Северо-Врангелевский и Северо-Чукотский прогибы, Восточная впадина и Северный склон. На севере провинции вне выделенных областей прослеживается система окраинно-шельфовых прогибов и валов, которые в связи с крайне скудной информацией об их строении получили лишь качественную оценку.

В пределах области Де-Лонга наибольшие перспективы (около 60% ресурсов области) связываются с Северным прогибом, площадь которого составляет примерно 72 тыс. км², а мощность осадочного чехла предположительно достигает 8 км; немногим менее 30% ресурсов области приходится на Новосибирский прогиб (площадь 47 тыс. км², мощность осадочного чехла около 5 км); доля глыбы Де-Лонга в ресурсах области при площади 146 тыс. км² составляет всего около 10%, что связано с небольшими мощностями осадочного чехла, изменяющимися от 0 до 3 км.

В пределах глыбы Де-Лонга все ресурсы прогнозируются в верхнепротерозойско-среднепалеозойском комплексе, а в прогибах перспективны все три комплекса, при этом основная часть ресурсов ожидается в верхнепалеозойско-нижнемеловом комплексе (65 - 76% ресурсов всех этих структур). Этот комплекс является основным и для всей области в целом (64% ресурсов области), 29% ресурсов области приходится на нижний комплекс и 7% - на верхнемеловой - палеогеновый. Ожидаемое соотношение извлекаемых

ресурсов нефти и конденсата к газу составляет 37 и 63% соответственно.

Значительную часть Северо-Чукотской ПНГО занимает Восточно-Сибирская область поднятий, которая оценена только качественно в связи со слабой изученностью. Предполагается, что осадочный чехол ее мощностью 1 - 3 км залегает на байкальском фундаменте, а перспективными в его разрезе могут быть верхнепалеозойско-нижнемеловые отложения. Количественную оценку в пределах области получили прогибы и Северный свод. Основная часть ресурсов прогнозируется в Северо-Чукотском прогибе и Восточной впадине, мощность осадочного чехла в которых достигает 6-8 км. По аналогии с бассейнами Северного склона Аляски и моря Бофорта перспективы нефтегазоносности здесь связываются со всеми тремя комплексами, при этом основным (более 50% ресурсов) предполагается верхнепалеозойский и нижнемеловой комплексы.

ЮЖНО - ЧУКОТСКАЯ ПЕРСПЕКТИВНАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Южно-Чукотская ПНГО занимает южную часть Чукотского моря и частично заходит в пределы Восточно-Сибирского моря, а на северо-востоке продолжается за пределы российского сектора Чукотского моря. Провинция приурочена к межгорным прогибам Верхояно-Чукотской мезозойской складчатой системы.

В Южно-Чукотском мегапрогибе выделяются три впадины, мощность преимущественно терригенных пород чехла в них достигает 3 - 4,5 км.

В разрезе мегапрогиба нефтегазоносность связывается с нижнемеловым комплексом мощностью около 1,5 км и верхнемеловым палеогеновым комплексом мощностью порядка 2-2,5 км, основной объём комплекса составляют палеогеновые отложения.

Южно-Чукотская ПНГО обладает сравнительно невысокими перспективами. Прогнозные её ресурсы примерно поровну распределяются между верхним и нижним перспективными комплексами, причём более 55% извлекаемых суммарных ресурсов, по-видимому, составит газ. Почти все ресурсы приурочены к глубинам моря 10-50 м.

УСТЬ – ИНДИГИРСКАЯ ПЕРСПЕКТИВНАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Усть-Индибирская ПНГО выделяется в качестве самостоятельной области и имеет весьма сходные черты с Южно-Чукотской ПНГО. Они обрамляются и разделяются между собой бесперспективными землями.

Усть - Индибирская ПНГО находится в южной части Восточно-Сибирского моря. Усть - Индибирская область, также как и Южно- Чукотская провинция, приурочена к межгорным прогибам Верхоянско- Чукотской мезозойской складчатой системы. Южный мегапрогиб, являющийся основной структурой Усть- Индибирской ПНГО, отделен на севере от Восточно-Арктической провинции зоной погребенных передовых хребтов мезозойид. Предполагаемая мощность осадочного чехла в нем порядка 4 км.

Нефтегазоносность в области приурочена к нижнемеловому комплексу мощностью около 1,5 км и верхнемеловому - палеогеновому комплексу мощностью 2 - 2,5 км. В южном мегапрогибе основную роль в разрезе верхнего комплекса играют, по-видимому, верхнемеловые отложения.

Перспективы области оцениваются сравнительно невысоко. Мощность верхнего комплекса Усть - Индибирской области довольно значительная.

ПРИТИХООКЕАНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Притихоокеанская нефтегазоносная провинция выделена в пределах Камчатской области, Корякского и Чукотского автономных округов, прилегающих акваторий Берингова моря и Тихого океана. Перспективная площадь НГП оценивается в 226 тыс. км², включая 94 тыс. км² на суше и 172 тыс. км² - в акваториях. На суше открыто 5 небольших месторождений нефти и газа, разработка их не ведётся.

Притихоокеанская НГП соответствует современной геосинклинали и кайнозойской складчатой области. Большую часть площади суши в пределах Камчатки и Чукотки занимают складчатые сооружения антиклинорного типа и лишь в прибрежных районах развиты орогенные впадины, раскрывающиеся в шельфовые зоны (Анадырская, Наваринская, Хатырская, Олюторская и др.). В акватории Берингова моря выделяются Алеутская и Командорская глубоководные котловины, обрамленные с юга Алеутской островной дугой.

Осадочное выполнение впадин представлено преимущественно молассами палеоген-четвертичного возраста: только в отдельных бассейнах чехол включает верхнемеловые терригенные и вулканогенно-обломочные породы. Карбонатные породы представлены в разрезе ограниченно; доля вулканогенных пород не превышает 10 - 30%.

Перспективы нефтегазоносности Притихоокеанской НГП связаны с кайнозойскими отложениями. Общий потенциал ресурсов углеводородов невысокий и характеризуется преобладанием (до 70%) газовой составляющей. Обосновано выделение в осадочной толще двух нефтегазоносных комплексов: эоцен-олигоценового и миоценового.

Эоцен-олигоценовый НГК представлен пачками переслаивания песчаников, глин, углей общей толщиной до 3000 м. Коллекторами служат песчаники, зональными покровками - глины олигоценового возраста. Из этих отложений получены притоки горючего газа дебитом порядка 100 тыс. м³ / сут на Поворотной площади в Анадырской впадине и около 60 тыс. м³/сут на Янракоимской площади в Хатырской впадине.

Миоценовый НГК имеет сходный терригенно-угленосный состав, толщина его до 5000 м. Резервуар представлен песчаниками, перекрытыми глинистыми пачками верхнемиоценового (Анадырская впадина) и среднемиоценового (Хатырская впадина) возрастов. С этим комплексом связаны все открытые месторождения нефти и газа.

В Центрально- Камчатском прогибе выделяется меловой, перспективный комплекс, в котором проницаемые терригенные породы экранированы глинами палеоэоцен-олигоцена.

В составе Притихоокеанской НГП намечаются две нефтегазоносные области: Анадырско- Наваринская и Хатырская. В море Берингова предполагаются Алеутская и Командорская НГО, однако, пока они достоверно не обоснованы.

АНАДЫРСКО-НАВАРИНСКАЯ НГО (рис. 270) занимает одноименные впадины, раскрытые в акваторию Берингова моря. Площадь НГО составляет 110 тыс. км², из них на суше 27 тыс. км². В Анадырской впадине открыты Верхнеэчинское нефтяное, Верхнетелекайское нефтегазоконденсатное и Западно-Озерное газовое месторождения в миоценовом, нефтегазоносном комплексе. На этот комплекс приходится основная часть прогнозируемых ресурсов нефти и газа.

ХАТЫРСКАЯ НГО (площадь 27 тыс. км²) соответствует одноименной впадине, большая часть которой располагается на шельфе. Толщина осадочного чехла в наиболее прогнутых частях впадины достигает 7000 м. В Хатырской впадине

открыто Угловое нефтяное месторождение, где коллектором служат миоценовые песчаники, приуроченные к небольшим блокам на нарушенном участке региональной моноклинали.

В отличие от Анадырской впадины миоценовый комплекс в Хатырской впадине не рассматривается как ведущий и концентрирует около 30% прогнозируемых ресурсов углеводородов. Более высоко (70%) оценивается эоцен-олигоценый комплекс, изотложений которого получены притоки газа (Янракоимская площадь). Предполагается, что в Хатырской впадине большое влияние на формирование и размещение месторождений нефти и газа оказывают разломы. На шельфе, как ожидается, характер тектоники будет более спокойным.

В Притихоокеанской провинции выделяется также Восточно Камчатская, перспективная НГО, включающая ряд прогибов Восточной Камчатки, шельфа Берингова моря и Тихого океана (Олюторский, Вывенский, Литкенский, Пылговаямский и др.). Их общая площадь 75 тыс. км², в том числе на суше 21 тыс. км².

Осадочный чехол этих прогибов сложен морскими терригенными и вулканогенными образованиями палеогена и неогена толщиной от 2000 до 6000 м. Перспективными являются меловые, палеогеновые и неогеновые отложения. Отмечаются многочисленные прямые и косвенные признаки нефти и газа в Центрально - Камчатском и Восточно-Камчатском прогибах.

Учебная литература по курсу:
«Нефтегазоносные провинции и области России».

1. Бека К. , Высоцкий И. Геология нефти и газа . М. Недра, 1976 г.
2. Габриэлянц Г.А., Порожун В. И., Сорокин Ю. В. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа. М. Недра, 1985 г.
3. Бурштар М. С. Основы теории формирования залежей нефти и газа. М. Недра, 1973 г.
4. Геология гигантских месторождений нефти и газа. Под редакц. Хэлбути. Изд-во Мир. 1973 г.
5. Крашенинников Г.Ф. Учение о фациях. М., «Высшая школа», 1971.
6. Залежи нефти и газа в ловушках неантиклинального типа. (альбом-справочник). Под редак. В.В. Семеновича. М., 1982.
7. Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа. Гусейнов А.А., Сурцуков Г.В. и др. Недра, 1988 г.
- 8 **Дикенштейн Г. Х., Алиев И. М., Аржевский Г. А. И др. Нефтегазоносные провинции СССР. М., «Недра», 1977.**
- 9 **Нефтегазоносные провинции и области СССР. Под редакцией А.А. Бакирова и Г.Е. Рябухина, М., «Недра», 1969.**
- 10 **Нефтегазоносные провинции и области СССР. Под редакцией А.А. Бакирова. М., «Недра», 1979.**
- 11 **Нефтяные и газовые месторождения СССР. Справочник. В двух книгах. Под редакцией С. П. Максимова. М., Недра, 1987.**
12. Основы геологии горючих ископаемых. В.В. Семенович, И.В. Высоцкий и др., М. Недра, 1987.

13. Нефтегазоносность больших глубин. Ю.Т. Афанасьев, Ю.С. Кувыкин, Н.Е. Оводов и др. М., Наука. 1980.
14. Иванов Ю.А. Перспективы нефтегазоносности надсолевого и солевого комплексов Прикаспийской впадины. Геология нефти и газа. № 7, 1988 г.
15. Матвиевская Н.Д., Ю.Ф. Иванцов, Б.А. Яралов Новые нефтегазоперспективные объекты и методика их поисков на севере Тимано-Печорской провинции. Геология нефти и газа №5, 1986 г.
16. Оленин В. Б. Нефтегеологическое районирование по генетическому принципу. М. Недра, 1977.
17. Приобское месторождение. журнал Научно-Технический Вестник «ЮКОС». №9, 2004.
- 18. Каламкарров Л. В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран. Изд-во Нефть и газ. ГРУ нефти и газа им. И.М. Губкина. М. 2003.**
19. Приобское месторождение. Нефтяное хозяйство. №10, 2003.
19. Приобское месторождение Вестник инжинирингового центра. «ЮКОС». №2, 2001.
20. Нефтяные и газовые месторождения СССР. Справочник в 2-х томах. М. Недра. 1987.
21. Генезис нефти и газа. (Доклады, представленные на всесоюзное совещание по генезису нефти и газа. г.Москва, февраль 1967.) М., Недра, 1967.
22. Барабанов В.Ф. Геохимия. Л., Недра, 1985.
- Айтиева Н.Т., С.У. Утегалиев Условия формирования нефтегазовых залежей Каратон - Тенгизской зоны нефтегазонакопления. Геология нефти и газа. № 4, 1983 г.

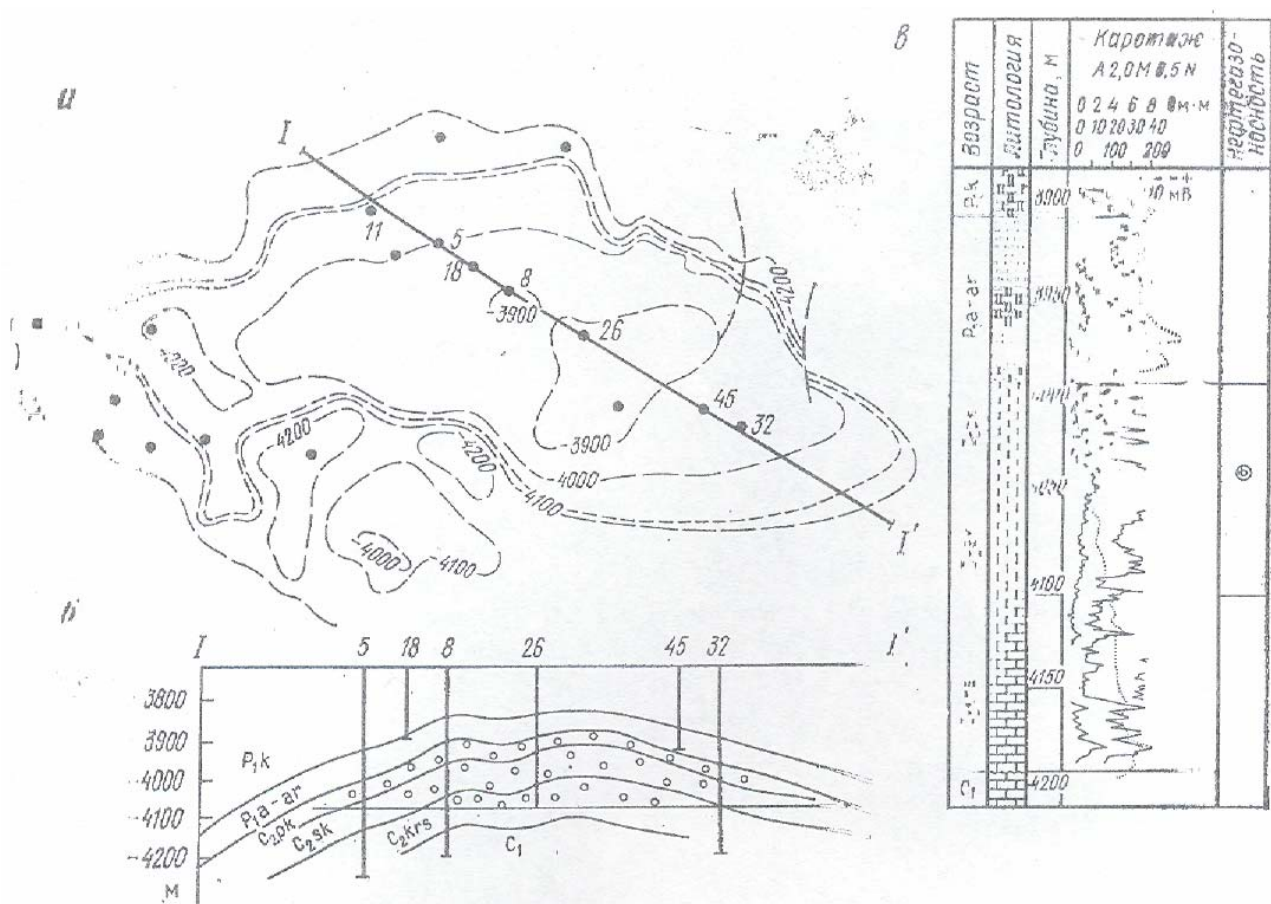


Рис. Астраханское газоконденсатное месторождение. Прикаспийская нефтегазоносная провинция.

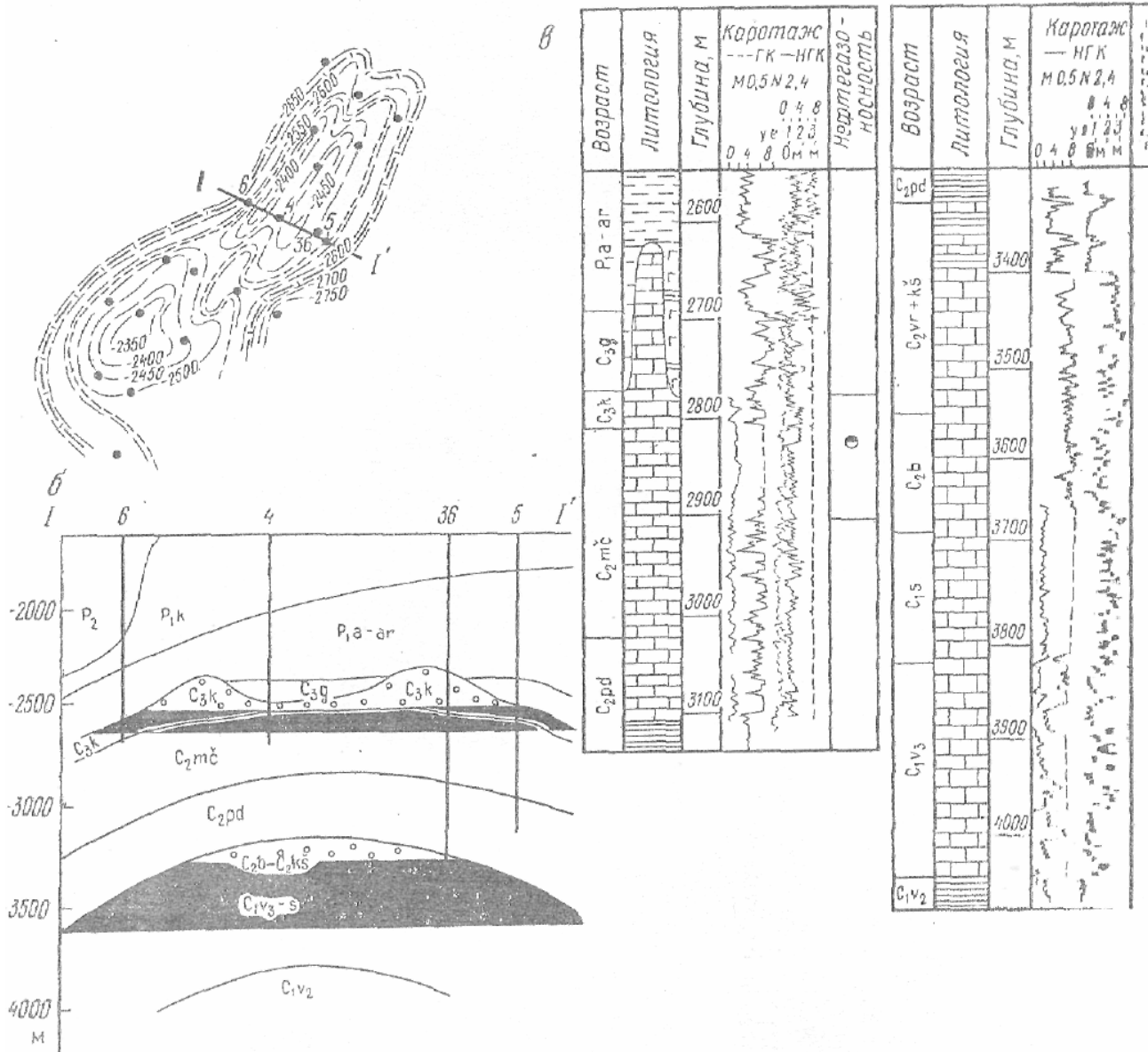


Рис. Нефтегазоконденсатное месторождение Жанаол. Прикаспийская нефтегазоносная провинция.

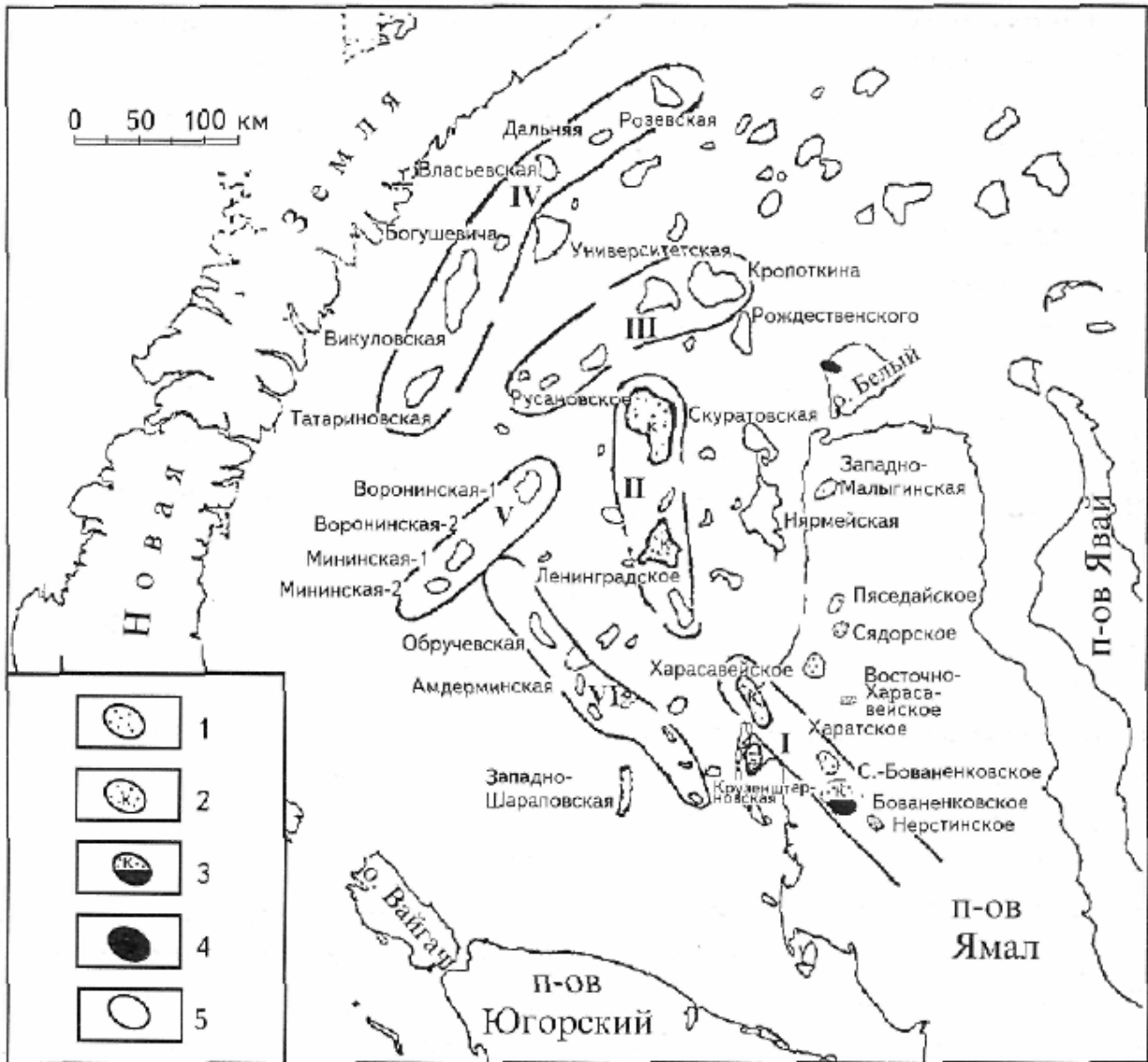
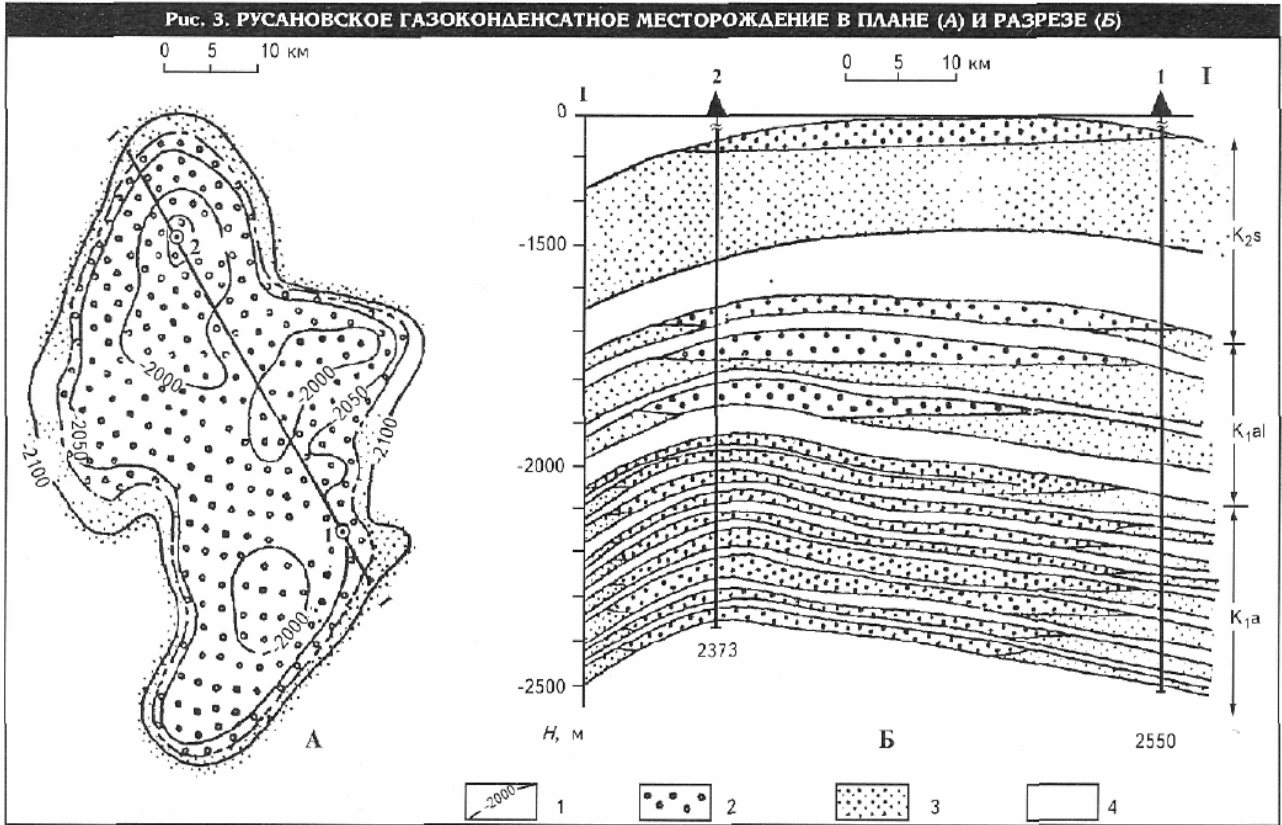


Рис. 3. РУСАНОВСКОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ В ПЛАНЕ (А) И РАЗРЕЗЕ (Б)



Учебная литература по курсу:
«Нефтегазоносные провинции и области России».

1. Бека К. , Высоцкий И. Геология нефти и газа . М. Недра, 1976 г.
2. Габриэлянц Г.А., Пороскун В. И., Сорокин Ю. В. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа. М. Недра, 1985 г.
3. Бурштар М. С. Основы теории формирования залежей нефти и газа. М. Недра, 1973 г.
4. Геология гигантских месторождений нефти и газа. Под редакц. Хэлбути. Изд-во Мир. 1973 г.
7. Крашенинников Г.Ф. Учение о фациях. М., «Высшая школа», 1971.
8. Залежи нефти и газа в ловушках неантиклинального типа. (альбом-справочник). Под редак. В.В. Семеновича. М., 1982.
7. Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа. Гусейнов А.А., Сурцук Г.В. и др. Недра, 1988 г.
- 8 **Дикенштейн Г. Х., Алиев И. М., Аржевский Г. А. И др. Нефтегазоносные провинции СССР. М., «Недра», 1977.**
9. **Нефтегазоносные провинции и области СССР. Под редакцией А.А. Бакирова и Г.Е. Рябухина, М., «Недра», 1969.**
11. **Нефтегазоносные провинции и области СССР. Под редакцией А.А. Бакирова. М., «Недра», 1979.**
11. **Нефтяные и газовые месторождения СССР. справочник. В двух книгах. Под редакцией С. П. Максимова. М., Недра, 1987.**
12. Основы геологии горючих ископаемых. В.В. Семенович, И.В. Высоцкий и др., М. Недра, 1987.
13. Нефтегазоносность больших глубин. Ю.Т. Афанасьев, Ю.С. Кувыкин, Н.Е. Оводов и др. М., Наука. 1980.
14. Иванов Ю.А. Перспективы нефтегазоносности надсолевого и солевого комплексов Прикаспийской впадины. Геология нефти и газа. № 7, 1988 г.
15. Матвиевская Н.Д., Ю.Ф. Иванцов, Б.А. Яралов Новые нефтегазоперспективные объекты и методика их поисков на севере Тимано-Печорской провинции. Геология нефти и газа №5, 1986 г.
16. Оленин В. Б. Нефтегеологическое районирование по генетическому принципу. М. Недра, 1977.
17. Приобское месторождение. журнал Научно-Технический Вестник «ЮКОС». №9, 2004.
18. **Каламкар Л. В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран. Изд-во Нефть и газ. ГРУ нефти и газа им. И.М. Губкина. М. 2003.**
19. Приобское месторождение. Нефтяное хозяйство. №10, 2003.
19. Приобское месторождение Вестник инжинирингового центра. «ЮКОС». №2, 2001.
20. Нефтяные и газовые месторождения СССР. справочник в 2-х томах. М. Недра. 1987.
21. Генезис нефти и газа. (Доклады, представленные на всесоюзное совещание по генезису нефти и газа. г.Москва, февраль 1967.) М., Недра, 1967.
22. Барабанов В.Ф. Геохимия. Л., Недра, 1985.
- Айтиева Н.Т., С.У. Утегалиев Условия формирования нефтегазовых залежей Каратон - Тенгизской зоны нефтегазонакопления. Геология нефти и газа. № 4, 1983 г.

