

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное агентство по образованию
Государственное образовательное учреждение высшего
профессионального образования
«Томский политехнический университет»

**ЦЕНТР ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ПЕРЕПОДГОТОВКИ
СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА**

О.С. Чернова

**НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ
РОССИИ И СОПРЕДЕЛЬНЫХ ТЕРРИТОРИЙ**

Учебное пособие

Томск 2008

Чернова О.С.

Нефтегазоносные провинции России и сопредельных территорий.
Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. - 256 с.

Рассмотрены принципы и категории нефтегазогеологического районирования, приведены классификации нефтегазоносных провинций, нефтегазогеологическое районирование платформенных, складчатых и переходных территорий. Характеризуется каждая нефтегазоносная провинция, дается прогноз их нефтегазоносности.

Пособие предназначено для слушателей инновационной магистерской программы «Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа» направления 130500 - НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО.

Научный редактор

Парначев Валерий Петрович – доктор геолого-минералогических наук, заведующий кафедрой динамической геологии геолого-географического факультета ТГУ

Рецензенты:

Баянов Александр Степанович – кандидат геолого-минералогических наук, ведущий геофизик ООО «Томская геофизическая компания»

Белозеров Владимир Борисович – кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник Томского филиала института Нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН,

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	5
-------------------	---

Часть I**ПРИНЦИПЫ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ**

1.1. Основные структурные элементы поверхности фундамента и осадочного чехла провинций	8
1.2. Классификация и типы регионально нефтегазоносных территорий России и сопредельных территорий	13
1.3. Нефтегазогеологическое районирование. Принципы и основные подразделения районирования	16
1.3.1. Основные термины и понятия.	19
1.3.2. Зоны нефтегазонакопления и их характеристика	22
1.3.3. Типы месторождений	28
1.4. Количественный прогноз нефтегазоносности недр	34
1.5. Стадийность геологоразведочных работ на нефть и газ	36
1.5.1. Категории запасов и ресурсов	42
1.5.2. Объекты прогноза и основные задачи	49
1.5.3. Документация при проведении нефтегазогеологического районирования	53
Вопросы для самоконтроля	55

Часть II**НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ МОЛОДЫХ ПЛАТФОРМ**

2.1. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция	58
2.2. Туранская (Амударьинская) газонефтеносная провинция	99
2.3. Скифская (Северо-Предкавказско-Мангышлакская) нефтегазоносная провинция	111
Вопросы для самоконтроля	117

Часть III**НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ**

3.1. Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция	126
3.2. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция	139
3.3. Прикаспийская нефтегазоносная провинция	156
3.4. Днепровско-Припятская газонефтеносная провинция	171
3.5. Прибалтийская нефтегазоносная провинция	187
3.6. Енисей-Хатангская газонефтеносная провинция	191
3.7. Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция	199
3.8. Лено-Вилуйская газонефтеносная провинция	211
Вопросы для самоконтроля	215

Часть IV
НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ ПЕРЕХОДНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

4.1. Предверхоянская газонефтеносная провинция 217

4.2. Предуральская нефтегазоносная провинция 219

4.3. Предкарпатская нефтегазоносная провинция 224

Вопросы для самоконтроля 229

Часть V
НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ СКЛАДЧАТЫХ ТЕРРИТОРИЙ

5.1. Охотская нефтегазоносная провинция 230

5.2. Южно-Каспийская нефтегазоносная провинция 237

 5.2.1. Закавказская нефтегазоносная субпровинция 240

 5.2.2. Западно-Туркменская нефтегазоносная провинция 246

Вопросы для самоконтроля 250

Заключение 251

Литература 255

Курс «Нефтегазоносные провинции России и сопредельных территорий» является базовой профилирующей дисциплиной в системе подготовки инженеров-нефтяников.

Целью данной дисциплины является получение слушателями знаний по закономерностям размещения регионально-нефтегазоносных территорий (бассейны, провинции пояса, зоны и т.п.), региональных и локальных скоплений углеводородов (УВ) в пределах земной коры в зависимости от особенностей геологического строения материков и акваторий, что является основой научного прогнозирования нефтегазоносности недр любой перспективной территории в практической деятельности геолога-нефтяника.

Основными задачами курса являются: 1) изучение на примере конкретных нефтегазоносных территорий закономерностей размещения и условий залегания нефти и газа в природных резервуарах; 2) установление роли платформ, краевых прогибов, осадочных бассейнов альпийских складчатых областей в распределении нефтегазоносных территорий на Земном шаре; 3) выявление роли тектонического и литологического факторов в распределении скоплений УВ и зон нефтегазонакопления, установление закономерных связей между характером, особенностями литогенеза и тектогенеза в соответствии со спецификой нефтегазоносности отдельных регионов.

Для углубления теоретических знаний и умения анализировать материалы по геологическому строению и нефтегазоносности отдельных провинций и областей программой дисциплины предусмотрено проведение практических занятий и курсовой работы.

Рассматриваемая дисциплина базируется на знаниях навыках, полученных слушателями при изучении ряда общегеологических и специальных нефтегеологических дисциплин, таких как «Структурная геология», «Литология нефтегазоносных формаций», «Геология нефти и газа».

Изучение материала проводится по отдельным нефтегазоносным провинциям (НГП), сгруппированным по геотектоническому принципу, предусматривающему деление нефтегазоносных территорий на провинции платформенного, переходного и складчатого (геосинклинального) типов. Провинции рассматриваются на единой методической основе.

По каждой провинции с различной степенью детальности рассматриваются следующие вопросы:

- **Общие сведения:** границы, административное положение, значение в добыче нефти и газа, степень геолого-геофизической изученности;

- **Особенности геологического строения:** формационный ряд провинции, стратиграфическая характеристика разреза, основные геотектонические элементы фундамента и осадочного чехла, основные типы локальных структур;

- **Нефтегазоносность:** история открытия и освоения провинции, нефтегазогеологическое районирование территории, характеристика регионально нефте-

газоносных комплексов и продуктивных горизонтов, особенности физико-химического состава УВ, типы зон нефтегазонакоплений, месторождений и залежей;

- **Геологические факторы**, контролирующие размещение региональных и локальных скоплений нефти и газа в разрезе осадочного чехла;

- **Перспективы нефтегазоносности** и направления поисково-разведочных работ.

Для углубления теоретических знаний и умения анализировать материалы по геологическому строению и нефтегазоносности отдельных нефтегазоносных провинций и областей, программой курса предусмотрено проведение практических занятий и контрольных работ с выполнением определенного объема самостоятельной работы, связанной с изучением и реферированием отдельных разделов дисциплины.

Итоговый контроль осуществляется в двух формах. Во-первых, каждый слушатель сдает письменный экзамен по дисциплине, где показывает свои знания в теоретической сфере. Во-вторых, магистрант защищает выполненную им лично курсовую работу, демонстрируя умение приложить теоретические знания к решению практических задач.

При выполнении курсовой работы слушатели должны исследовать геологический объект – зарубежный нефтегазоносный бассейн, не охваченный в курсе, учитывая аспекты иностранной геологии, и написать эссе на предложенную тему.

Работа будет заключаться, в основном, в обзоре литературы, изданной по тематике геологии конкретной нефтегазоносной территории. При ее написании необходимо использование академической и периодической литературы, ресурсов Интернета.

Целью данной работы (эссе) является приобретение опыта написания технического письма; выработка навыков ясно выражать мысли как в письменной форме, так и посредством логичных рассуждений и умения развивать тему, объединяя разнообразную информацию.

Сравнительный анализ изучения геологического строения и нефтегазоносности провинций и областей платформенных, переходных и складчатых территорий дает возможность студентам углубить и использовать полученные знания о закономерных связях формирования и размещения регионально нефтегазоносных комплексов, как в России, так и за рубежом, в практической деятельности инженера-нефтяника в качестве научной основы прогнозирования нефтегазоносности недр.

Студент, изучивший дисциплину

«Нефтегазоносные провинции» должен знать:

- Принципы нефтегазогеологического районирования (НГТР) в России и за рубежом; основные подразделения при НГТР;
- Классификацию нефтегазоносных территорий;
- Особенности геологического строения нефтегазоносных провинций, приуроченных к молодым платформам;
- Особенности геологического строения нефтегазоносных провинций, приуроченных к древним платформам;
- Особенности геологического строения нефтегазоносных провинций, приуроченных к складчатым территориям и переходным тектоническим областям;
- Особенности строения и размещения скоплений УВ в провинциях разных типов;
- Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр;
- Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре.

Студент, изучивший дисциплину

«Нефтегазоносные провинции» должен уметь:

- Анализировать строение регионально нефтегазоносных толщ с целью локального прогноза возможных залежей УВ;
- Описывать особенности строения залежей УВ, характерных для провинций разных типов;
- Использовать методы прогнозирования недр в соответствии с типом ловушки и геологией территории;
- Объяснять причины отсутствия / наличия регионально нефтегазоносных толщ, природных резервуаров, нефтепроизводящих свит и флюидоупоров с позиций истории геологического развития какого-либо региона;
- Уметь практически применять методики прогноза перспективности территорий на нефть и газ.

Часть I

Принципы нефтегазгеологического районирования

1.1. Основные структурные элементы поверхности фундамента и осадочного чехла провинций

В природе существует значительное многообразие регионально нефтегазоносных территорий, имеющих приуроченность к широкому спектру ассоциаций геологических структур, представляющих собой сложно-построенные системы со своим характерным строением. Поэтому в контексте прикладных задач, стоящих перед инженерами-нефтяниками, необходимо знание тектонических структур, привлекающих к себе повышенный интерес с точки зрения оценки их потенциальных возможностей для формирования ловушек углеводородов (УВ).

Глава начинается с описания наиболее важных тектонических элементов и связанной с ними терминологии.

Общепринятыми и универсальными классификационными признаками являются знак, форма и замкнутость тектонического элемента, которые могут быть использованы при тектоническом районировании любой платформенной территории [31; 52].

При геотектоническом районировании территории тектонические структуры разных порядков делятся на положительные, отрицательные и промежуточные элементы. *К положительным элементам* относятся структуры, представляющие собой приподнятые участки поверхностей опорных горизонтов, *к отрицательным элементам* – погруженные. В зонах сочленения положительных и отрицательных структур выделяют промежуточные элементы [31].

По отношению длинной (L) и короткой (K) осей все структуры делятся на *изометричные* ($L/K < 3$) и *линейные* ($L/K > 3$). И те, и другие могут быть положительными, отрицательными и промежуточными.

По критерию «замкнутости» выделяют: структуры *замкнутые*, *полузамкнутые* и *незамкнутые*.

Под *замкнутыми* подразумевают структуры, оконтуренные со всех сторон по единому гипсометрическому уровню. В качестве контура обычно выбирают либо наиболее глубокую (в случае с положительными структурами) и наименее глубокую (в случае с отрицательными структурами) замкнутую изогипсу.

Полузамкнутыми называют те тектонические элементы, которые оконтуриваются с трех сторон на едином гипсометрическом уровне (*террасы, осложняющие зоны регионального относительно пологого наклона структурной поверхности*).

Структурами незамкнутыми называют элементы, которые ограничены со всех сторон на разных гипсометрических уровнях. Они могут иметь форму остроугольного треугольника, примыкающего основанием к крупным тектоническим элементам того же знака (для положительных структур) к обрамлению плит [31; 52].

*Региональные
тектонические структуры*

Авлакогены [Graben-Rift] – крупнейшие отрицательные структуры, распространенные практически на всех платформах. Представляют собой линейные прогибы грабенообразной формы (грабен-рифты), протягивающиеся на сотни км., ограниченные разломами сбросового характера и выполненные мощными толщами осадков. Толщами заполнения служат соленосные и паралические угленосные формации. Глубина залегания фундамента достигает 10 – 12 км.

Краевой прогиб, краевая впадина; передовой прогиб; предгорный прогиб [Foredeep; foretrough] - линейно вытянутое понижение поверхности складчатого фундамента в зоне, пограничной между платформой и складчатой областью. Краевой прогиб заполнен осадочными горными породами. Длина краевого прогиба - обычно - свыше 1000 км, а ширина - сотни километров. В осадочных породах краевого прогиба часто встречаются месторождения каменного угля и солей. С краевыми прогибами связаны крупнейшие нефтегазоносные бассейны.

Надвиги [Thrust fault; reverse slip fault; thrust slip fault; thrust] – или шарьяжи, одна из форм разрывного нарушения в залегании горных пород, при котором одни массы горных пород надвинуты на другие по наклонной поверхности разлома. Представляют собой разломы с падением менее 30° , в которых висячее крыло смещено вверх относительно лежащего крыла и надвинуто на него. Характерной чертой надвига является преимущественно горизонтальное сжатие, а не вертикальное смещение. По морфологии они близки к взбросам. Могут образовываться в сильно сжатых наклонных или опрокинутых складках. Если складки сложены относительно однородными породами, надвиги возникают в их ядрах и ориентированы параллельно осевой поверхности. В неоднородных толщах они могут развиваться и в крыльях, по границам пластичных пород (меловые и палеогеновые отложения Восточных Карпат).

Платформа [Platform; craton] – основной структурный элемент континентов, представляющий собой обширную тектоническую структуру сравнительно малой подвижности. Рельеф платформы - низменная или возвышенная равнина. Платформа образуется на месте складчатой области в результате разрушения и снижения гор. В ее основании лежит складчатый фундамент, сложенный преимущественно метаморфическими породами при значительной доле магматических комплексов.

Плита [Plate] – крупнейшая отрицательная структура платформ, противопоставляемая щиту и сочленяющаяся с ним посредством флексур и протяженных моноклиналей. Имеет, как правило, трехъярусное строение (нижний ярус - кристаллический или складчатый фундамент; верхний ярус – осадочный чехол и промежуточный переходный комплекс их разделяющий).

Рифт [Rift] - крупная линейная тектоническая структура земной коры (грабен или система грабенов) протяженностью в сотни и тысячи, шириной в десятки и сотни километров, проходящая по оси общего поднятия территории. Рифт образу-

ется при горизонтальном растяжении земной коры. В пределах рифта часто наблюдаются более мелкие грабены, горсты. Рифты характерны для осевых зон срединно-океанических хребтов.

Складки облекания (*Fold Drapes*) – поперечные изгибы в осадочном чехле, образующиеся при блоковых перемещениях фундамента. Этот тип складок характерен для платформ, отчасти для внешних бортов межгорных и передовых прогибов (*малоамплитудные складки северной части Волго-Уральской области, не параллельные Уралу*). Формируются одновременно с осадконакоплением, при перемещении крупных блоков. Разрывы из фундамента могут проникать в осадочный чехол, создавая чередующиеся антиклинали и синклинали с уплощенными и плоскими замками и сравнительно крутыми крыльями, разделенные продольными разрывами. Наиболее крупные складки облекания достигают 100 км и более в размерах. Форма складок – изометричная, овальная или угловатая, реже линейная с асимметричным профилем.

Складчатая область [*Fold area; folded region; orogen*] – обширная тектоническая структура на месте прежней геосинклинали, характеризующаяся тем, что слои горных пород интенсивно смяты в складки. В рельефе складчатая область – обычно – горы. Подвижность земной коры в складчатой области меньше, чем в геосинклинали, но сейсмичность и действующие вулканы могут сохраняться, особенно в молодых горах.

Щит [*Shield*] – обширный участок земной коры, где фундамент платформы выходит на поверхность. Щиты занимают территорию с поперечником, нередко превосходящим 1000 км. На протяжении всей истории своего развития обнаруживают тенденцию к поднятию и денудации. В отдельные периоды геологического времени могут покрываться морским бассейном (*Балтийский щит – кембрии – силуре; Алданский щит – в кембрии и т.п.*). На молодых платформах встречаются в виде исключений. Наиболее развиты на древних платформах.

Надпорядковые тектонические элементы 0-го порядка

Замкнутые структуры

Антеклиза (мега) – крупное и пологое погребенное поднятие фундамента, имеющее сотни км. в поперечнике, представляющее собой замкнутую положительную структуру. Обычно глубина залегания фундамента и соответственно мощность осадочного чехла в их сводовых частях не превышает 1-2 км. Разрез чехла характеризуется частыми перерывами в осадконакоплении и представлен, как правило, прибрежно-мелководными морскими или континентальными отложениями. Иногда в центральной части антеклиз находятся небольшие выходы фундамента (*Воронежская антеклиза Русской плиты, Оленекская антеклиза – в Восточной Сибири*).

Синеклиза (мега) – замкнутая отрицательная структура, представляющая собой крупную, пологую, почти плоскую впадину в фундаменте с глубиной залегания древних консолидированных пород 3-5 км и относительно полным и глубо-

ководным морским разрезом осадочного чехла. Существует два типа синеклиз: 1) с повышенной мощностью осадочного чехла (до 20-25 км) и его залеганием непосредственно на фундаменте, представляющих собой, возможно, реликты океанских бассейнов; 2) трапповые синеклизы (*Тунгусская – в Восточной Сибири*)- в разрезе которых залегает мощная платобазальтовая формация, покрывающая огромные площади. Такие синеклизы в рельефе обычно выражены плоскогорьями (плато Путорана в Сибири), что объясняется повышенной мощностью коры, нараставшей снизу при кристаллизации основной магмы.

Гряда (мега) [Mountain ridge] – крупная линейная вытянутая положительная структура, выделяемая в платформенных областях. Все известные гряды являются обращенными (инверсионными) авлакогенами.

Желоб (мега) - крупная линейная вытянутая отрицательная структура платформ, обладающая V-образным асимметричным профилем. Внешний склон желоба – пологий, внутренний – крутой. По мощности чехла, темпам седиментации и контрастности строения желоб приближается к структурам геосинклинального типа. От авлакогена отличается более крупными размерами.

Полузамкнутые и незамкнутые структуры

Антиклиналь [Anticline] – искривление или изгиб плоскостного структурного элемента (слоев г.п. или плоскостей напластования) в результате пластической деформации с более древними породами в ядре (центральной. части) складки. синклинали (*Syncline*) с более молодыми породами в ядре.

Синклиналь [Syncline] – искривление или изгиб плоскостного структурного элемента (слоев г.п. или плоскостей напластования) в результате пластической деформации с более молодыми породами в ядре складки.

Моноклиналь [Monocline] - крупная тектоническая структура, в которой слои наклонены в одну сторону.

Тектонические элементы I – III порядков

Вал (мезо, мега) [Arch] – положительная, замкнутая линейно-вытянутая платформенная структура, в пределах которой осложняющие ее положительные тектонические элементы выстроены вдоль длинной оси.

Прогиб (мезо, мега) - общий термин, используемый для наименования удлиненных опущенных участков земной коры. Является термином свободного пользования для обозначения любой вытянутой регионально отрицательной структуры или зоны прогибания, независимо от ее генезиса и размера.

Куполовидное мезоподнятие [Doom] – положительная, замкнутая изометричная структура округлой или овальной формы, осложненная различными по

морфологии положительными и отрицательными структурами более высоких порядков.

Впадина (мезо, мега) [*Depression*] - отрицательная, замкнутая структура изометричной формы, противоположная по знаку куполовидному поднятию.

Структурный мыс (мезо, мега) - положительная, полузамкнутая структура изометричной формы, представляющая собой террасу, осложняющую зону регионального наклона структурной поверхности.

Выступ (мезо, мега) - положительная, незамкнутая линейно-вытянутая структура, сформированная над погружающимися под осадочный чехол линейными структурами складчатого обрамления.

Врез (мезо, мега) - отрицательная незамкнутая, линейно-вытянутая структура, противоположная по знаку выступу, являющаяся каньонообразной депрессионной зоной.

Моноклиналь (мезо, мега) [*Monocline*] – линейно-вытянутая структура, поверхность которой имеет односторонний наклон без значительных изгибов и осложнений. Моноклинальные зоны представляют собой сочленения положительных и отрицательных структур или примыкают к обрамлению плиты.

Седловина (мезо, мега) [*Saddle*] – зона сочленения близко расположенных одинаковых положительных и отрицательных структур, имеющих в сечении поднятий – впадину, в сечении депрессий – поднятие.

Сброс [*Normal faults*] - сброс со скольжением по падению, в результате которого наблюдается смещение пород параллельно падению плоскости сместителя. Образуется в результате растяжения и имеет, как правило, крутое падение.

Горсты (*Horst; Elevated block; Uplifted*) - приподнятый, обычно вытянутый участок земной коры, ограниченный круто наклоненными разрывами, достигающий в размерах десятков километров в поперечнике и сотен километров в длину.

Грабены (*Graben*) - вытянутый участок земной коры, ограниченный круто наклоненными разрывами и опущенный относительно прилегающих участков. Размеры грабенов достигают десятков километров в поперечнике и сотен километров в длину.

Флексуры (*Flexure*) – ступенчатообразный изгиб в виде колена моноклинально или горизонтально залегающих слоев. Крылья флексуры, как правило, имеют пологое залегание (почти горизонтальное).

1.2. Классификация и основные типы регионально нефтегазоносных территорий

В пределах России и сопредельных стран по состоянию изученности на 01.01.2002 г. выделяется 25 нефтегазоносных провинций и самостоятельных областей, общая площадь которых составляет более 10 млн. км² (50 % всей территории) (рис.1.1.). Стратиграфический диапазон нефтегазоносности включает отложения от верхнего рифея (R₃) до нижнего плейстоцена (Q₁) [26; 28; 42].

Схема размещения нефтегазоносных провинций

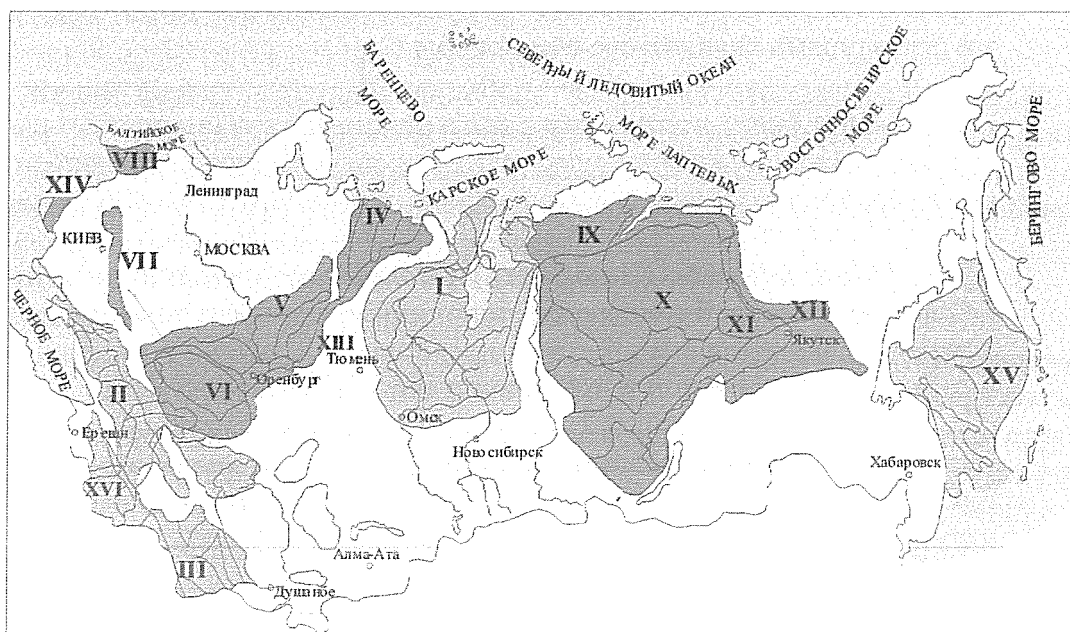
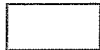


Рис. 1.1. Схема размещения нефтегазоносных провинций и областей России и стран СНГ

I – Западно-Сибирская НГП; II – Северо-Кавказско-Мангышлакская (Скифская) НГП; III – Туранская (Амударьинская) НГП; IV – Тимано-Печорская НГП; V – Волго-Уральская НГП; VI – Прикаспийская НГП; VII – Днепровско-Припятская ГНП; VIII – Прибалтийская НГП; IX – Енисейско-Хатангская ГНП; X – Ангаро-Ленская ГНП; XI – Лено-Вилюйская ГНП; XII – Предверхоянская ГП; XIII – Предуральская НГП; XIV – Предкарпатская ГНП; XV – Охотская (Дальневосточная) НГП; XVI – Южно-Каспийская НГП;

-  малоперспективные территории;
-  провинции молодой эпипалеозойской платформы;
-  провинции древних платформ;
-  провинции переходных территорий (передовых прогибов);
-  провинции складчатых территорий.

Большая часть выделенных провинций находится в пределах платформенных территорий (провинции преимущественно палеозойского и мезозойского нефтегазонакопления). Провинции складчатых территорий приурочены к межгорным впадинам, прогибам или антиклинориям в основном альпийской складчатости. Провинции переходных территорий соответствуют предгорным прогибам, в которых установлена промышленная нефтегазонаосность разреза. По типу провинции переходных территорий относятся к мезозойскому и кайнозойскому нефтегазонакоплению (табл. 1.1.).

Табл. 1.1. Классификация провинций (по В.Л. Каламкарову, 2002 г.)

Нефтегазоносная провинция	Приуроченность провинции к крупному структурному элементу	Возраст продуктивных отложений	Тип провинции по возрасту продуктивных отложений
1	2	3	4
ПРОВИНЦИИ ПЛАТФОРМЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ			
Евразийская платформа			
Западно-Сибирская НГП	Молодая эппалеозойская платформа (Западно-Сибирская плита)	PZ, J - K	PZ, преимущественно MZ
Туранская (Амударьинская) ГНП	Молодая эппалеозойская платформа (Туранская плита)	J – K, палеоген <i>Р</i>	MZ, KZ
Северо-Устьюртская ГНО	Молодая эппалеозойская платформа (Туранская плита, Устьюртская синеклиза)	J – K, палеоген	MZ, KZ
Северо-Кавказско-Мангышлакская (Скифская) НГП	Молодая эппалеозойская платформа (Скифская плита)	J – K, палеоген - N	MZ, KZ
Восточно-Европейская (Русская) платформа			
Восточно-Европейская мегапровинция			
Прикаспийская НГП	Прикаспийская синеклиза	D – C – P – T – J – K	PZ, MZ
Волго-Уральская НГП	Волго-Уральская мегаантеклиза	D – C – P	PZ
Тимано-Печорская НГП	Печорская синеклиза	S – D – C – P – T	PZ
Днепрово-Припятская ГНП	Днепрово-Припятский грабен	D – C – P	PZ
Прибалтийская НП	Балтийская синеклиза	кембрий - O	PZ

Восточно-Сибирская платформа
Восточно-Сибирская мегапровинция

Ангара-Ленская НГП	Иркутский амфи- театр	R - V - кембрий	PZ
Енисейско- Хатангская ГНП	Енисейско- Хатангский и Ле- но-Анабарский прогибы	J - K	MZ
Лено-Виллойская ГНП	Виллойская геми- синеклиза	J - T - P	PZ
Лено-Тунгусская НГП	Тунгусская синек- лиза	R - V - кембрий	PZ

ПРОВИНЦИИ ПЕРЕХОДНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Предкарпатская НГП	Предкарпатский предгорный про- гиб	J - K - палеоген - N	MZ, KZ
Предуральская НГП	Предуральский краевой прогиб	D - C - P	PZ
Предверхоаянская ГП	Предверхоаянский краевой прогиб	J	MZ
Предкавказская НГП	Предкавказский краевой прогиб	J - K - палеоген - N	MZ, KZ
Причерноморско- Крымская ГНО	Зона сочленения Восточно- Европейской и Скифской плат- форм, Преддоб- руджеский и Кар- никитско- Северокрымский прогибы	K ₁ - олигоцен - N ₁	MZ, KZ

ПРОВИНЦИИ СКЛАДЧАТЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Южно-Каспийская НГП:	Закавказский меж- горный прогиб;	K - палеоген - N	MZ, KZ
Закавказская НГО	Западно-	N	KZ
-	Туркменская меж-		
Западно-	горная впадина;		
Туркменская НГО			
Тяньшань Памир- ская НГП	Межгорные впа- дины Тяньшаня и Памира	J - K - па- леоген - N	MZ, KZ
Охотская (Дальне- восточная) НГП	Антиклинории и синклинории о-ва Сахалин	палеоген - N	KZ

ПРОВИНЦИИ АКВАТОРИЙ

Восточно-Арктическая ПНГП	Восточно-Арктическая край-вая плита и шель-фовые окраины, поднятия и проги-бы	Палеоген; К – J – T – P – C – D – S – V – рифей	MZ, KZ, PZ
Южно-Чукотская ПНГП	Чукотский прогиб	К – P – C	MZ
Притихоокеанская ПНГП	Глубоководные впадины Беринго-ва моря, Прикам-чатско-Прику-рильская аквато-рии Тихого океана	Миоцен – олигоцен – эоцен	KZ

Все провинции имеют различное промышленное значение. Основные по добыче - Западно-Сибирская НГП, Волго-Уральская НГП, Прикаспийская, Тимано-Печорская и Туранская провинции. Большой потенциал возможности открытия новых месторождений нефти и газа имеют провинции Восточной Сибири и Дальневосточного региона. Не исчерпаны возможности и старейших нефтегазоносных провинций - Закавказской, Предкарпатской, Западно-Туркменской и др.

В последнее десятилетие возрастающую роль в развитии нефтегазодобывающей промышленности России приобретают Баренцевоморская и другие перспективные провинции и области, приуроченные к шельфам и акваториям морей.

Последние отличаются особым своеобразием, так как представляют собой территории, связанные с шельфами арктических морей, Охотского моря и Притихоокеанской акватории России. Их освоение 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 [24; 28].

1.3. Нефтегазогеологическое районирование территорий (НГТР)

Нефтегазоносность любой территории – это свойство седиментационного бассейна, возникающее на определенных этапах его развития и зависящее в значительной мере от пространственно-временного соотношения факторов, которые контролируют существование очагов нефтегазообразования, зон нефтегазонакопления и динамической обстановки [34].

Научно-обоснованное нефтегазогеологическое районирование позволяет объективно оценивать перспективу нефтегазоносности любой территории, служит базой для подсчета запасов углеводородного сырья и помогает при раздельном прогнозировании размещения нефтяных и газовых скоплений в земной коре.

От правильности геологических принципов нефтегазогеологического районирования зависят:

- поисковые критерии таких скоплений нефти и газа, открытие которых определяет развитие нефтяной и газовой промышленности на долгие годы;
- правильный выбор направления разведочных работ;
- повышение эффективности геологоразведочных работ;
- долговременное прогнозирование открытия новых месторождений нефти и газа.

Два направления нефтегеологического районирования. Принципы выделения и классификации нефтегазоносных территорий были впервые предложены и разработаны И.М. Губкиным. В отечественной геологической литературе дальнейшим разработкам принципов районирования территорий, обладающих нефтегазоносным потенциалом, были посвящены работы И.М. Губкина, И.О. Брода, А.А. Бакирова, М.И. Варенцова, Н.Б. Вассоевича, И.В. Высоцкого, В.Б. Оленина, Г.Е. Рябухина, А.В. Ульянова, Г.А. Хельквиста; А.А. Трофимука, Н.А. Еременко, Н.Ю. Успенской, В.И. Хаина и многих других [1; 3; 6; 7; 13; 16; 17; 24; 25; 45; 50; 51; 54]. Из первых, принципы выделения крупных нефтегазоносных территорий сформулировал И.М. Губкин, предложивший выделять геологические провинции, области и районы [22].

В 1953 году И.О. Бродом в качестве основной единицы районирования было предложено использовать нефтегазоносный бассейн [7].

Эти две точки зрения предопределили в процессе теоретической разработки вопроса о нефтегеологическом районировании нашей страны два различных подхода к оценке нефтегазоносности перспективных площадей и выбору основных направлений нефтегазопроисловых работ.

Согласно первому подходу, в основе районирования лежит понятие о нефтегазоносных провинциях, приуроченных к крупным геоструктурным элементам земной коры различных типов. Согласно второму направлению за основу нефтегеологического районирования принято представление о нефтегазоносных бассейнах, приуроченных к областям впадин в современной структуре исследуемых территорий.

В 1973 г. был рекомендован «геотектонический принцип с выделением в пределах исследуемых территорий крупных геоструктурных элементов, с которыми могут быть связаны регионально нефтегазоносные территории».

При нефтегеологическом районировании необходимо выделить все встречающиеся в природе генетические типы региональных нефтегазоносных территорий, приуроченных как к региональным впадинам, так и к региональным поднятиям. Этому принципу отвечает общая схема нефтегеологического районирования, предложенная А.А. Бакировым (1976 г.) и положенная в основу нефтегеологического районирования [16].

Исходя из планетарной приуроченности региональных нефтегазоносных территорий мира к различным геоструктурным элементам земной коры (своды, впадины, прогибы, мегавалы и т. д.), А. А. Бакировым разработана классификация региональных нефтегазоносных территорий и соподчиненность различных единиц нефтегазогеологического районирования.

При выделении и классификации крупных нефтегазоносных территорий и изучении закономерностей их размещения в земной коре в качестве главных предпосылок А.А. Бакировым предложено учитывать: 1) региональную тектонику

посылок А.А. Бакировым предложено учитывать: 1) региональную тектонику и палеотектонику (современное геотектоническое строение исследуемой территории, особенности формирования слагающих ее крупных геоструктурных элементов во времени и пространстве; 2) палеогеографические и формационные условия накопления осадков в различных частях бассейна седиментации в течение каждого отрезка времени геологической истории (века, эпохи и т.д.); 3) палеогидродинамические и палеогидрогеологические условия бассейна седиментации [4; 11; 16].

Среди факторов, определяющих процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления, ведущая роль принадлежит региональной тектонике, где режим и направленность тектонических движений во времени и пространстве определяют:

- пространственное размещение крупных бассейнов седиментации, особенности их изменений в литолого-фациальном плане;

- образование различных структурных форм, которые могут служить ловушками УВ;

- пространственное расположение береговых линий, границ выклинивания пластов по восстанию, стратиграфических несогласий и других геологических явлений, с которыми связано формирование залежей УВ литологического и стратиграфического типов;

- возникновение и развитие процессов миграции нефти и газа и изменение общей направленности ее в пространстве и во времени в тесной связи с палеогидрогеологическими факторами [16].

Таким образом, нефтегазогеологическое районирование должно основываться на тектоническом принципе с выделением в пределах исследуемых территорий в качестве ее основных соподчиненных элементов крупных геоструктурных форм, характеризующихся определенными особенностями геологического строения и историей развития.

Основываясь на тектоническом принципе, А. А. Бакировым в качестве основных единиц нефтегазогеологического районирования в платформенных и складчатых территориях выделены нефтегазоносные провинции, области, районы и зоны нефтегазонакопления (рис. 1.2.).

При изучении региональных закономерностей крупных нефтегазоносных территорий и примыкающих к ним акваторий в качестве основных геологических предпосылок признаны:

- региональная тектоника и палеотектоника, а именно современное геотектоническое строение исследуемой территории, а также особенности развития региональных тектонических движений в ее пределах в течение отдельных отрезков времени геологической истории;

- характер формаций осадочных образований, развитых на исследуемой территории и акватории.

1.3.1. Основные термины и понятия

В основу определения отдельных элементов районирования положены геологические особенности той или иной территории, определяемые в конечном итоге ее нефтегазоносность. Исходя из этого принципа, выделяют следующие элементы нефтегазового районирования: нефтегазоносный пояс; нефтегазоносная мегапровинция; нефтегазоносная провинция (НГП); нефтегазоносная область (НГО); нефтегазоносный район (НГР); зона нефтегазонакопления (ЗНГН); месторождение нефти/газа; залежь углеводородов.

***Нефтегазоносный пояс** — совокупность нефтегазоносных провинций в пределах той или иной системы складчатости, генетически связанных с ее формированием (например, нефтегазоносные пояса, приуроченные к герцинской, или мезозойской, или альпийской складчатости).*

В нефтегазоносные пояса объединены группы, входящие в состав единой нефтегазоносной провинции. В складчатых областях выделяют пояса, приуроченные к системам: герцинской складчатости Аппалачей и Урала; мезозойской складчатости Скалистых гор, Юго-Восточной Азии; альпийской складчатости Альпийско-Гималайской системы, Анд и т.п.

***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.*

На территории России крупнейшими мегапровинциями являются: 1) **Западно-Сибирская**; 2) **Восточно-Сибирская** (включающая Лено-Тунгусскую, Енисейско-Хатангскую и Лено-Вилуйскую провинции); 3) **Восточно-Европейская** или **Русская** (включающая Тимано-Печорскую, Волго-Уральскую, Прикаспийскую, Днепровско-Припятскую, Прибалтийскую провинции); 4) **Скифско-Туранская** (включающая Амударьинскую, Северо-Кавказско-Мангышлакскую провинции и Северо-Устюртскую НГО), которые приурочены к крупнейшим тектоническим элементам — одноименным платформам и включающие в свой состав провинции палеозойского и мезозойского накопления [28; 35].



Рис. 1. 2. Общая схема нефтегазогеологического районирования (по А.А. Бакирову, 1976 г)

Нефтегазоносная провинция - значительная по размерам и стратиграфическому объему осадочного выполнения обособленная территория, приуроченная к одной или группе смежных крупных геотектонических структур (антеклизе, синеклизе, авлакогену и т.п.), объединяющая ассоциацию смежных нефтегазоносных областей, 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.

В основу районирования **нефтегазоносных провинций (НГП)** положено выделение крупных геоструктурных элементов – сводов, впадин (внутриплатформенных, краевых, межгорных), погребенных кряжей, возраст нефтегазоносных свит и общность региональной тектоники для выделения провинций, объединяющих смежные нефтегазоносные области.

Для большинства провинций и областей стратиграфический интервал, включающий группу нефтегазоносных толщ и разделяющих их слоев, рассматривается в качестве регионально нефтегазоносного комплекса. С учетом основных регионально нефтегазоносных комплексов выделяются провинции преимущественно палеозойского, мезозойского и кайнозойского нефтегазонакопления.

Смежные нефтегазоносные провинции, могут отличаться по эпохам регионального нефтегазообразования (по диапазону нефтегазоносности разреза осадочных образований); возрастом консолидации складчатого фундамента на платформах и возрастом формирования складчатости и интенсивного погружения краевых частей платформ в складчатых областях и краевых прогибах.

Все нефтегазоносные территории по общегеологическим принципам подразделяются на платформенные, складчатые и переходные провинции.

Большая часть нефтегазоносных провинций России и сопредельных территорий находится в пределах платформ, характеризующихся преимущественно палеозойским и мезозойским нефтегазонакоплением (табл. 1.1.). Провинции складчатых территорий приурочены к межгорным впадинам, прогибам или антиклинариям в основном альпийской складчатости. Провинции переходных территорий соответствуют предгорным прогибам с установленной промышленной нефтегазоносностью. Почти все известные провинции этих категорий, за исключением Предуральской НГП палеозойского нефтегазонакопления, относятся к типу провинций мезозойского и кайнозойского нефтегазонакопления.

Главным признаком отдельной нефтегазоносной провинции является региональная нефтегазоносность крупных литолого-стратиграфических подразделений в течение определенных отрезков геологической истории [16; 35].

Нефтегазоносные области (НГО) платформенных территорий, приуроченные обычно к крупному региональному тектоническому элементу, делятся на: 1) области сводовых поднятий, 2) области внутриплатформенных впадин изометрического строения, 3) области линейно вытянутых грабенообразных впадин – авлакогенов. Среди нефтегазоносных областей складчатых и переходных территорий выделяются области: а) предгорных впадин, б) внутрискладчатых (межгорных) впадин.

Нефтегазоносная область - входящая в состав провинции территория, приуроченная к одному из крупных геоструктурных элементов (своду, мегавалу, ступени, впадине), характеризующихся общностью геологического строения и геологической истории развития, включая палеогеографические и литолого-фациальные условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления в течение крупных отрезков геологической истории. Иногда выделяется в ранге самостоятельной единицы при нефтегазо-геологическом районировании.

Нефтегазоносный район - часть нефтегазоносной области, объединяющая ту или иную ассоциацию зон нефтегазонакопления и выделяющаяся или по геоструктурному, или по географическому признаку.

1.3.2. Зоны нефтегазонакопления и их характеристика

Единой общепринятой классификации зон нефтегазонакопления не разработано. В опубликованных работах и монографиях в понятие «**зона нефтегазонакопления**» часто вкладывается различное содержание и объем, иногда весьма произвольные.

В настоящее время одним из основных принципов выделения зон нефтегазонакопления, по мнению большинства исследователей, является преобладающим генетический или морфологический тип ловушек нефти и газа. При этом признается необходимость генетического единства процессов образования залежей нефти газа в пределах выделенных зон, а также процессов дальнейшей эволюции и сохранности уже образованных залежей.

Многие исследователи (А. А. Бакиров, А. Э. Конторович, Б. А. Соколов, А. А. Трофимук и др.) указывали на необходимость выделения зон нефтегазонакопления не только в пределах определенного тектонического элемента, но и в пределах определенной части разреза, где процессы образования и сохранности залежей протекали более-менее автономно, или характеризовались значительным сходством [16; 50]. Таким частям разреза более всего соответствуют региональные нефтегазоносные комплексы (по Э. А. Бакирову) или региональные нефтегазоносные резервуары (по А. Э. Конторовичу и др.).

Поэтому зону нефтегазонакопления, можно отождествлять как часть нефтегазоносной области, соответствующей пространственно обособляемому участку развития нефтегазоносного комплекса, характеризующейся единым типом ловушек, условиями и механизмом образования залежей углеводородов, а также сохранности в течение последующих этапов геологической истории.

Основой для выделения зон нефтегазонакопления служат границы распространения залежей определенного типа, выделенные с учетом их палеотектонического и современного структурного положения [16; 17; 50].

Зона нефтегазонакопления - ассоциация смежных и сходных по геологическому строению месторождений нефти и газа, приуроченных к определенной и в целом единой группе связанных между собой локальных ловушек. В зависимости от генетического типа составляющих зоны нефтегазонакопления ловушек они подразделяются на структурные, литологические, стратиграфические и рифогенные.

Главным исходным признаком выделения ЗНГН является районирование по фактической концентрации реально присутствующих месторождений нефти и газа. Главными критериями выделения и последующей оценки зон доказанного нефтегазонакопления являются:

- количество месторождений в пределах зоны (не менее 2-х месторождений);
- площадь зоны, углеводородные ресурсы, их плотность;
- фазовое состояние УВ в зоне и различие в фазовом состоянии между отдельными месторождениями, входящими в пределы одной ЗНГН;
- этаж нефтегазоносности;
- возраст коллекторов;
- размеры наибольшего месторождения в зоне;
- данные по нефтематеринским свитам (НМС) – тип, распространение, уровень катагенетических преобразований.

Зоны нефтегазонакопления (ЗНГН), различаемые в пределах нефтегазоносных областей могут быть приурочены:

- 1) к валоподобным поднятиям – на платформах и в переходных областях;
- 2) к антиклиналиям – в складчатых областях;
- 3) к зонам выклинивания отдельных литолого-стратиграфических комплексов или замещения проницаемых пород непроницаемыми;
- 4) к зонам развития рифогенных образований;
- 5) к зонам стратиграфических несогласий;
- 6) к зонам развития региональных дизъюнктивных нарушений;
- 7) к зонам тектонической трещиноватости;
- 8) к зонам развития погребенных песчаных прибрежных образований (бары);
- 9) к зонам развития солянокупольных структур.

В одной и той же нефтегазоносной области нередко встречается несколько генетических типов зон нефтегазонакопления. Для некоторых наиболее изученных областей принято выделять нефтегазоносные районы, включающие несколько зон нефтегазонакопления, связанных территориально и имеющих обычно близкое геологическое строение.

Любая зона нефтегазонакопления представляет собой систему ловушек разного типа, в которых в соответствии с принятой моделью формирования месторождений УВ можно предполагать наличие промышленных скоплений нефти и газа, сохранившееся до наших дней.

Системы ловушек существуют в пределах межбассейновых территорий, крупных сводов, протяженных валов и других пликативных структурных форм. Ими могут быть зоны регионального выклинивания проницаемых комплексов или отдельных свит, зоны приразломного выщелачивания и трещиноватости, цепочки рифов. Не всегда их расположение контролируется современным структурным планом.

Основным принципом выделения зон нефтегазонакопления является генетический или морфологический тип ловушек нефти и газа.

В основу классификации зон нефтегазонакопления А.А. Бакировым положен принцип выделения генетически различных их типов с учетом геологических факторов, обуславливающих особенности формирования зон каждого типа. В соответствии с классами залежей, выделены и аналогичные типы зон нефтегазонакопления (табл. 1.2.).

А.Н. Дмитриевским была предложена генетическая классификация зон нефтегазонакопления, учитывающая их основные генетические типы, отражающая специфику процессов нефтегазообразования, накопления и сохранности залежей (табл. 1.3.) [4].

Зоны нефтегазонакопления региональных поднятий наиболее широко распространены во многих нефтегазоносных провинциях. Их формирование обусловлено наличием региональных линейно вытянутых поднятий, состоящих из ряда локальных антиклинальных генетически связанных между собой структур двух типов - поднятий унаследованного и поднятий инверсионного развития. Первые характеризуются соответствием структурных планов регионально нефтегазоносных этажей и ареалов нефтегазоносности отложений разных литолого-стратиграфических комплексов, участвующих в их строении. Вторые отличаются несоответствием и часто обратным соотношением структурных поверхностей крупных литолого-стратиграфических комплексов, что обуславливает пространственное несовпадение ареалов нефтегазоносности различных стратиграфических подразделений.

Валоподобные поднятия унаследованного развития характеризуются оптимальными показателями для образования многоэтажных зон регионального нефтегазонакопления (*Самотлорская зона нефтегазонакопления, Уренгойская зона газоконденсатных верхнемеловых залежей (Нижнепурский мегавал) в Западной Сибири*).

Зоны нефтегазонакопления региональных разрывных нарушений генетически приурочены к крупным разрывным дислокациям, осложняющим борта внутриплатформенных впадин, а также сводовых и линейно вытянутых поднятий.

Месторождения приурочены к этим локальным структурам, которые цепочкообразно несколькими рядами протягиваются вдоль системы сбросов на сотни километров. Наиболее крупные скопления нефти и газа, как правило, связаны с опущенными крыльями системы сбросов.

Региональные разрывные нарушения играют роль экранов, способствующих формированию зон регионального нефтегазонакопления. Иногда являются дополнительными путями миграции УВ.

Табл. 1.2 Основные генетические типы зон нефтегазонакопления
(по А.А. Бакирову, 1959 г)

Класс	Группа	Подгруппа
1. Структурный	<u>Зоны, формирование которых связано:</u> - с региональными линейно-вытянутыми положительными структурами; - с региональными разрывными нарушениями; - с зонами регионального развития трещиноватости с соляной тектоникой	<u>Зоны, приуроченные:</u> - к валоподобным поднятиям платформенных областей унаследованного развития; - к валоподобным поднятиям платформенных областей инверсионного развития; - к антиклинориям складчатых областей унаследованного развития; - к антиклинориям складчатых областей инверсионного развития; - к зонам солянокупольных структур; -к погребенным поднятиям межкупольных пространств
2. Рифогенный	Зоны, формирование которых связано с рифогенными образованиями	
3. Литологический	<u>Зоны, формирование которых связано:</u> - с региональным изменением литологии и физических свойств коллекторов, с выклиниванием их по восстанию; - с прибрежными песчаными образованиями древних морей	<u>Зоны, приуроченные:</u> - к участкам замещения проницаемых отложений слабонепроницаемыми; - к участкам регионального выклинивания литолого-стратиграфических комплексов на склонах поднятий и впадин; - к прибрежным песчаным валообразованиям древних морей типа баров; - к песчаным прибрежно-дельтовым образованиями палеорек
4. Стратиграфический	Зоны, приуроченные к участкам регионального срезания и несогласного перекрытия коллекторов слабонепроницаемыми породами	
5. Литолого-стратиграфический	Зоны, приуроченные к участкам выклинивания литолого-стратиграфических комплексов, несогласно перекрытых слабопроницаемыми отложениями более молодого возраста	

Табл. 1.3. Генетическая классификация зон нефтегазоаккумуляции
(по А.Н. Дмитриевскому, 1989)

Генетические классификационные признаки	Классы и подклассы зон нефтегазоаккумуляции	
I. По преобладающему типу локальных ловушек	Структурные Литолого-стратиграфические Литологические	
II. По времени образования локальных ловушек УВ относительно процессов осадконакопления	Конседиментационные Постседиментационные Смешанного генезиса	
III. По пространственному отношению к основным источникам генерации УВ	Собственно генерационные	
	Внешнегенерационные	Монофронтальные Полифронтальные
IV. По сохранности залежей	Хорошей сохранности Удовлетворительной сохранности Слабой сохранности Плохой сохранности	
V. По фазовому состоянию УВ в залежах	Газовые, газоконденсатные Газоконденсатные с нефтяной оторочкой Нефтегазоконденсатные	
VI. По перспективам нефтегазоносности	Высокоперспективные	
	Перспективные	I категории II категории III категории

Зоны нефтегазоаккумуляции районов регионального развития трещиноватости. Нефтегазонасыщенность пород полностью предопределяется степенью трещиноватости. Вследствие неравномерной трещиноватости пород начальные дебиты скважин сильно колеблются даже в пределах одной площади.

В зонах развития главных систем трещин начальные суточные дебиты скважин составляют сотни тонн, а на участках с пониженной трещиноватостью падают до нескольких тонн. При разработке залежей нефти подобных зон широко применяется метод гидравлического разрыва, благодаря которому многие, даже первоначально «сухие», скважины начинают давать промышленные притоки нефти.

Зоны нефтегазоаккумуляции территорий развития соляной тектоники. Обычно имеют внешне неправильные очертания и расположены в краевых платформенных впадинах типа Прикаспийской и Примексиканской. Могут быть связаны с ассоциациями вытянутых структур, осложненных соляной тектоникой (Днепровско-Донецкая впадина). Особенности очертаний этих зон обуславливаются строением крупных структурных элементов, к которым они приурочены.

Месторождения приурочены к солянокупольным структурам. В пределах этих зон крупные скопления нефти и газа могут быть связаны также с погребенными структурами, расположенными в межкупольных пространствах.

Зоны нефтегазонакопления ассоциаций рифогенных образований. Обычно рифовые массивы цепочкой протягиваются параллельно господствующим простирациям вмещающих их крупных структурных элементов и в совокупности образуют крупные зоны регионального развития рифогенных образований.

Рифовые тела имеют различные гипсометрические отметки; среди них встречаются как погребенные, так и выведенные на дневную поверхность одиночные и групповые массивы, связанные между собой перешейками.

Рифовые зоны могут протягиваться на сотни километров и состоять из многих десятков массивов. При разведке отдельными поисковыми скважинами одновременно нескольких крупных рифов, расположенных в разных частях исследуемой зоны, можно предварительно оценить нефтегазоносность зоны в целом и выявить с меньшими затратами оптимальные условия концентрации ресурсов нефти и газа.

Зоны нефтегазонакопления литологического типа. Связаны с региональным изменением литологии и физических свойств коллекторов или с выклиниванием их по восстанию, чаще всего формируются: - в платформенных областях - на склонах региональных валоподобных и сводовых поднятий, а также в бортовых частях региональных впадин и прогибов; - и складчатых и переходных областях - на бортах межгорных впадин и на склонах антиклинорий.

Зоны, приуроченные к прибрежным песчаным резервуарам древних морей. В прибрежной части морских бассейнов, как правило, формируется два типа резервуаров, с которыми связаны зоны нефтегазонакопления. Это погребенные песчаные валообразные баровые комплексы и песчаные прибрежно-дельтовые отложения древних речных систем. Особенности таких резервуаров являются узкие вытянутые формы залегания, кулисообразное залегание в разрезе, резкие фациальные границы, плоское основание и выпуклая кровля.

Форма любого песчаного тела - параметр переменный, изменившийся не один раз под воздействием многих факторов.

Характерной особенностью песчаных тел, сформированных в прибрежной мелководной части бассейнов, является их частая миграция и вследствие этого изменение их первоначальной формы и количественного соотношения фаций и их последовательностей в разрезе и по площади.

Особенностью таких резервуаров является практическая невозможность определения генезиса и первичной морфологии покровных аккумулятивных форм.

Первоначальная пространственная форма и размеры песчаных тел прибрежного генезиса служат прямым нефтепоисковым признаком только в очень редких случаях - при условии, что они были стабилизированы в течение какого-либо отрезка геологического времени.

Зоны нефтегазонакопления стратиграфического типа. Их формирование обуславливается несогласным перекрытием отдельных литолого-стратиг-

рафических комплексов более молодыми, практически газо-нефтепроницаемыми отложениями.

1.3.3. Типы месторождений

Месторождение углеводородов (УВ) - пространственно ограниченный участок недр, содержащий залежь или совокупность залежей, приуроченных к одной или нескольким ловушкам, расположенным на одной локальной площади.

Месторождения нефти и газа может состоять из одной залежи - однозалежное и из нескольких залежей - многозалежное [16; 34].

По величине извлекаемых запасов нефти и балансовых запасов газа месторождения подразделяются на уникальные, крупные, средние и мелкие (табл. 1.4.)

Табл. 1.4. Классификация запасов месторождений нефти и газа по размерам

Месторождения	Запасы	
	Извлекаемые нефти, млн. т	Балансовые газа, млрд. м ³
Уникальные	Свыше 300	Свыше 500
Крупные	30-300	30-500
Средние	10-30	10-30
Мелкие	До 10	До 10

По сложности геологического строения, условиям залегания и выдержанности продуктивных пластов независимо от величины запасов выделяются месторождения (залежи):

1) **простого строения**, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты которых характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу;

2) **сложного строения**, характеризующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или литологическими замещениями коллекторов плохо проницаемыми породами или наличием тектонических нарушений;

3) **очень сложного строения**, для которых характерны как литологические замещения или тектонические нарушения, так и невыдержанность толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов.

Сложность геологического строения месторождений устанавливается исходя из соответствующих характеристик основных залежей, заключающих основную часть (больше 70 %) запасов месторождения. Размеры и сложность строения месторождений определяют методику разведочных работ, их объемы и экономические показатели разведки и разработки.

По приуроченности к различным типам ловушек УВ А.А. Бакиров предложил выделять генетические типы месторождений нефти и газа: *структурный, рифогенный, литологический, стратиграфический, литолого-стратиграфический* (табл. 1.5.) [4].

Табл. 1.5. Основные генетические типы месторождений нефти и газа (по А.А. Бакирову и др., 1958 г.)

Класс

Группы и подгруппы

1. Структурный

Местоскопления приурочены:

- к антиклинальным структурам простого не нарушенного строения;
- к антиклинальным структурам с несоответствием структурных планов отдельных стратиграфических подразделений;
- к структурам со смещением сводовых частей отдельных литолого-стратиграфических подразделений;
- к структурам с различным строением отдельных структурных этажей;
- к антиклинальным структурам, осложненным разрывными дислокациями;
- к антиклинальным структурам, осложненным соляной тектоникой;
- к антиклинальным структурам, осложненным диапиризмом или грязевым вулканизмом;
- к структурам с открытым грязевым вулканом или открытым диапировым ядром;
- к структурам с погребенным грязевым вулканом или криптодиапиром;
- к антиклинальным структурам, осложненным вулканогенными образованиями;
- к моноклиналям;
- к синклиналям

2. Рифогенный

- к одиночным рифовым массивам;
- к группе (ассоциации) рифовых массивов

3. Литологический

- к участкам выклинивания или к зонам литологической изменчивости пластов-коллекторов (литологически-экранированные);
- к участкам выклинивания пласта-коллектора по восстанию пластов;
- к участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми или к проницаемым, породам запечатанным асфальтом;
- к прибрежным песчаным образованиям палеоморей;
- к песчаным образованием русел палеорек;
- к прибрежным песчаным валоподобным образованиям ископаемых баров;
- к линзообразно-залегающим пластам-коллекторам

4. Стратиграфический

- к участкам стратиграфических несогласий:
- на антиклинальных структурах;

**5. Литолого-
стратиграфический**

- на моноклиналях;
- на эродированной поверхности погребенных выступов палеорельефа
- к участкам выклинивания пластов-коллекторов, срезанных эрозией и перекрытых со стратиграфическим несогласием непроницаемыми отложениями более молодого возраста

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

В зависимости от фазового состояния и основного состава углеводородных соединений в недрах залежи нефти и газа подразделяются на: нефтяные, содержащие только нефть, в различной степени насыщенную газом; газонефтяные и нефтегазовые (двухфазные); в газонефтяных залежах основная по объему часть нефтяная и меньшая -газовая (газовая шапка); в нефтегазовых - газовая шапка превышает по объему нефтяную часть системы; к нефтегазовым относятся также залежи с крайне незначительной по объему нефтяной частью - нефтяной оторочкой; газовые, содержащие только газ; газоконденсатнонефтяные и нефтегазоконденсатные (в первых - основная по объему нефтяная часть, а во вторых – газоконденсатная).

Нефтегазоносные провинции, области, районы и зоны нефтегазонакопления относятся к региональным, а месторождения и залежи относятся к локальным скоплениям нефти и газа.

Пласты, горизонты, комплексы, продуктивность которых еще не доказана, но предполагается, называют «нефтегазоперспективными» пластами, горизонтами и комплексами.

Для территорий с еще не выявленной промышленной нефтегазоносностью используется термин «перспективная территория» (центральные районы России, Тунгусская синеклиза, Камчатка, Северо-Восточные районы и др.).

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, нефтегазоносный горизонт, нефтегазоносный пласт.

Нефтегазоносная формация - естественноисторическая ассоциация горных пород, генетически связанных между собой во времени и пространстве по региональным палеогеографическим и палеотектоническим условиям, благоприятным для развития процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

В каждой НГП выделяются нефтегазоносные комплексы (НГК), в которых сосредоточена основная масса выявленных на данной территории месторождений УВ. Нефте- и газосодержащие комплексы расположены, как правило, выше нефте- и газоматеринских пород (на 0,4 - 0,8 км).

Стратиграфические комплексы, характеризующиеся региональной нефтегазоносностью в пределах обширных территорий, охватывающих несколько ре-

гиональных геоструктурных элементов А.А. Бакиров предложил называть регионально нефтегазоносными комплексами. В зависимости от характера распространения нефтегазоносные комплексы могут подразделяться на региональные, субрегиональные и зональные [16].

***Региональный нефтегазоносный комплекс (РНГК)** — это литолого-стратиграфический комплекс пород в составе нефтегазоносных формаций, характеризующийся 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** - литолого-стратиграфический комплекс пород в составе нефтегазоносных формаций, который нефтегазоносен 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 нефтегазоаккумуляции.*

В разрезе осадочных образований каждой провинции или бассейна содержится, как правило, несколько НГК, характеризующихся региональной нефтегазоносностью в пределах обширных территорий. Ареалы нефтегазоносных комплексов в одних случаях совпадают, в других — территориально смещены. Их пространственное соотношение в пределах крупных территорий при прочих равных условиях зависит от: 1) режима и направленности колебательных движений крупных геотектонических элементов в пределах изучаемой территории; 2) от коллекторских свойств пород и характера пространственной неоднородности; 3) от строения и мощности региональных покровов, перекрывающих каждый РНГК.

***Нефтегазоносный горизонт** представляет собой группу перекрываемых зональной покровом и гидродинамически связанных пластов внутри нефтегазоносного комплекса.*

***Нефтегазоносным пластом** называется толща проницаемых пород-коллекторов, ограниченных сверху (в кровле) и снизу (в подошве) флюидоупорами.*

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

Возникновение и развитие процессов нефтегазообразования в пределах крупных геоструктурных элементов в течение каждого рассматриваемого промежутка геологического времени контролируется не только режимом региональных

тектонических движений, при котором формируются определенные генетические типы структурных элементов, но и литолого-фациальными, геохимическими, а также палеогеографическими условиями осадконакопления. Поэтому для научно обоснованной оценки перспектив нефтегазоносности любой территории необходимо комплексное изучение всех названных факторов [16].

Процесс нефтегазообразования и формирования скоплений УВ не уникальное явление, нефть встречается во всех геологических системах. В распределении нефтяных скоплений наблюдается многоэтажность, обусловленная процессами образования УВ в недрах земной коры.

В пределах каждой нефтегазоносной провинции основные залежи нефти и газа приурочены к определенным литолого-стратиграфическим комплексам, включающим нефтегазопродуцирующие свиты, породы-коллекторы, породы-покрышки и характеризующимся региональной нефтегазоносностью.

РНГК могут быть терригенными, карбонатными, морскими, прибрежными, континентальными и т.д. Но все они должны формироваться в субаквальной среде в анаэробной геохимической обстановке.

Пространственное совпадение ареалов нефтегазоносности в отложениях нескольких нефтегазоносных этажей разного возраста наблюдается в случае, когда общая направленность и режим тектонических движений крупных геоструктурных элементов были одинаковы, а каждый нефтегазоносный этаж содержал пласты-коллекторы. Ареалы региональной нефтегазоносности приурочены к тем территориям, где:

- накопление осадков в течение определенного времени происходило в субаквальной среде, в определенной геохимической обстановке в фазу прогибания и амплитуды прогибания в начальную фазу были значительными;

- в фазу восходящих движений, рассматриваемая часть разреза не попадала в зону активного водообмена и аэрации.

Перечисленные закономерности распространения в пространстве РНГК в зависимости от определенных палеогеографических и палеотектонических условий характерны для всех нефтегазоносных территорий и являются основой для научно-го прогнозирования нефтегазоносности недр.

Среди формаций, характеризующихся широким распространением и благоприятными условиями (наличием нефтегазоматеринских толщ, пород-коллекторов и др.) для формирования скоплений УВ в платформенных, переходных и складчатых областях типичными являются:

- 1) песчано-глинистые и карбонатные древних платформ;
- 2) песчано-глинистые угленосные, песчано-глинистые глауконитовые, реже карбонатные и карбонатно-терригенные молодых платформ;
- 3) угленосные, карбонатные, терригенно-карбонатные, терригенно-туффито-кремнистые, тонкая моласса геосинклинальных и переходных территорий (рис. 1. 3.).

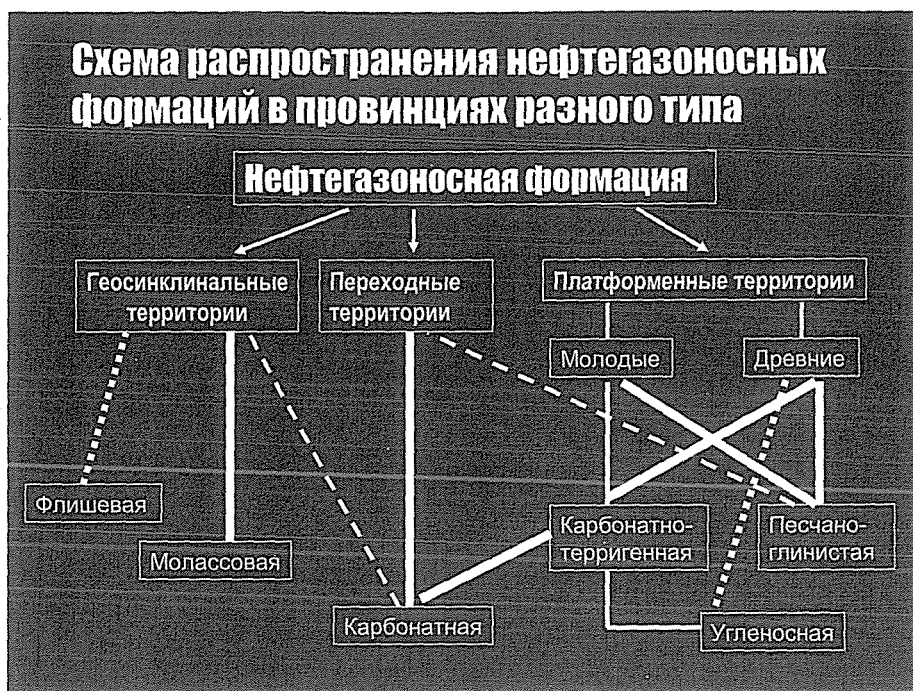


Рис. 1.3. Схема распространения нефтегазоносных формаций в провинциях различного типа (по А.А. Бакирову, А.К. Мальцевой, 1985 г.)

Для формаций платформенных территорий характерными чертами является относительно небольшая мощность, обширная территория распространения, формирование преимущественно в мелководно-морских, прибрежных и континентальных условиях при небольшой скорости седиментации (первые метры, десятки метров в 1 млн. лет), практически полным отсутствием эффузивов в разрезах и низкой степенью литифицированности отложений.

Формации геосинклинальных территорий имеют огромную мощность (более 1000 м), линейное или полосовидное залегание, характеризуются резкой сменной литолого-фациального состава, широким развитием эффузивов и интрузий, высокой степенью дислоцированности и значительным эпигенезом пород. Как правило, их формирование происходит в глубоководных осадочных обстановках с широким развитием тонкоотмученных пород. Скорость осадконакопления таких формаций очень велика и составляет сотни метров в 1 млн. лет [5].

Формации переходных территорий сочетают в себе черты строения как платформенных, так и складчатых территорий.

При изучении нефтегазоносных формаций принимается во внимание общая литологическая характеристика выделенных тел, особенности геоморфологии, мощность, занимаемая площадь. При изучении внутреннего строения рассматриваются основные и второстепенные литотипы пород; палеотектонические, палеофациальные, палеогеографические условия их образования, эволюционные преобразования, скорость накопления. Рассматриваются соотношения с другими формациями в плане ритмичности и цикличности процесса седиментации. В разрезе изучаются вертикальные и латеральные формационные ряды, содержащие основные залежи УВ. Дается оценка нефтегазоносности ресурсов нефти и газа.

Главные задачи нефтегазогеологического районирования:

✳ выявление закономерных связей размещения регионально нефтегазоносных территорий и зон нефтегазонакопления 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;

✳ 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;

✳ качественный прогноз, выполняемый с различной точностью, на различных этапах изучения территорий материков или акваторий.

1.4. Количественный прогноз нефтегазоносности недр

Методами прогноза является совокупность процедур, включающих выбор критериев (экспертных, графических, математических), объектов прогноза и способов оперирования с выбранными критериями [35].

Под количественным прогнозом нефтегазоносности понимают *определение общей величины, пространственного распределения ресурсов УВ объекта прогноза, а также их внутренней структуры (фазовое и агрегатное состояние скоплений УВ, распределение месторождений по крупности и глубинам залегания, содержание попутных компонентов и т.д.)*.

Последовательность этапов количественной оценки прогноза нефтегазоносных территорий

1. Выделение объектов оценки:

а) по землям:

- высокоперспективные;

- перспективные;
- малоперспективные.

б) по геологическим элементам:

- стратиграфическим комплексам;
- тектоническим элементам;
- структурным этажам.

2. Сбор фактического материала:

а) По итогам региональных геолого-геофизических (наземных и визуальных) работ.

б) По итогам детальных геолого-структурных и геофизических работ.

в) По результатам поисково-разведочных работ:

- на структурах;
- на месторождениях.

3. Обработка и обобщение итогов исследований для формирования диагностического набора признаков.

4. Определение информативности признаков.

5. Построение историко-геологической модели объекта.

6. Формирование оптимального набора признаков оцениваемого объекта.

7. Выбор и обоснование методов оценки:

- а) геологических аналогий;
- б) объемно-статистические;
- в) вероятностно-статистические;
- г) объемно-генетические;
- д) экспертные.

8. Выделение эталонных участков.

9. Набор подсчетных параметров:

- а) по эталонным участкам;
- б) по оцениваемым участкам.

10. Определение значений поправочных коэффициентов для подсчетных параметров оцениваемых участков по аналогии с эталонными.

11. Оценка начальных потенциальных ресурсов УВ.

12. Суммарная оценка УВ с разделением их по фазовому состоянию.

13. Прогнозная оценка УВ с разделением по нефти, газу и конденсату.

14. Составление карт потенциальных ресурсов и прогнозной оценки УВ.

15. Геолого-экономическая оценка потенциальных ресурсов и прогнозных запасов УВ с обоснованием факторов их освоения.

16. Составление геолого-экономических карт (схем) с выделением основных районов (участков) по степени перспектив нефтегазоносности и возможностям их промышленного освоения.

Основные этапы прогноза:

1. Определение уровней прогнозирования, зависящих от состояния исходной информационной базы.
2. Выбор конкретных моделей нефтегазонакопления, базирующихся на совокупности геолого-геофизических параметров объекта прогноза.

3. Установление по материалам эталонов количественных зависимостей между прогнозируемыми характеристиками и измеренными параметрами.
4. Дифференциальная и интегральная оценка ресурсов объекта прогноза по установленным зависимостям.
5. Геологическая интерпретация результатов прогноза с определением доверительных интервалов или кривых распределения вероятностных оценок, а также общей степени их достоверности.

1.5. Стадийность геологоразведочных работ на нефть и газ

Процесс изучения земных недр с целью выявления месторождений нефти и газа и их подготовки к промышленному освоению условно делится на ряд этапов и стадий, каждая из которых различается по масштабу и характеру объекта изучения, по задачам и видам работ и ожидаемым результатам. Такое деление предопределяет рациональную последовательность решения задач различного уровня, оценку эффективности и качества работ на каждой промежуточной стадии и планирование последующих работ. Начало каждой стадии находится в зависимости от результатов предыдущей стадии [28].

В схеме стадийности геологоразведочных работ выделяют три этапа: региональный, поисково-оценочный и разведочно-эксплуатационный. Цели, задачи и методы работ на различных этапах и стадиях поисков и разведки отражены в табл. 1.6.

На региональном этапе происходит изучение основных закономерностей геологического строения слабоисследованных осадочных бассейнов и их участков, а также отдельных литолого-стратиграфических комплексов, оценка перспектив их нефтегазоносности и определение первоочередных районов и литолого-стратиграфических комплексов для постановки поисковых работ на нефть и газ.

Региональный этап изучения недр предшествует поисковому этапу и проводится до тех пор, пока существуют благоприятные предпосылки для обнаружения новых перспективных комплексов на неосвоенных глубинах и зон нефтегазонакопления в слабоизученных районах. В пределах нефтегазоносных районов региональные работы могут проводиться одновременно с поисково-оценочными и разведочными работами. В соответствии с задачами региональный этап разделяют на две стадии: прогноз нефтегазоносности и оценка зон нефтегазонакопления.

Основным объектом исследования *на стадии прогноза нефтегазоносности* являются осадочные бассейны и их части. На стадии прогноза нефтегазоносности обосновываются наиболее перспективные направления дальнейших исследований и выбираются первоочередные объекты - нефтегазоперспективные районы и зоны, перспективные комплексы.

Основные объекты исследования *на стадии оценки зон нефтегазонакопления* - нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления. На стадии оценки зон нефтегазонакопления по итогам проведения работ и обобщения материалов составляют отчеты (годовые и окончательные) о геологических результатах и по оценке ресурсов категории D_2 и частично D_1 . По результатам региональных работ

проводят конкурсы или аукционы на право пользования недрами по лицензиям на геологическое изучение или совмещенным лицензиям. Объектами лицензирования могут быть перспективные нефтегазоносные районы и выявленные объекты [47].

Табл. 1.6. Схема стадийности геологоразведочных работ на нефть и газ

Стадия	Объекты изучения	Основные задачи	Итоговая оценка ресурсов
РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЭТАП			
Прогноз нефтегазоносности	Осадочные бассейны и их части	1. Выявление литолого-стратиграфических комплексов, структурных этажей, ярусов и структурно-фациальных зон, определение характера основных этапов геотектонического развития, тектоническое районирование 2. Выделение нефтегазоперспективных комплексов (резервуаров) и зон возможного нефтегазонакопления, нефтегазогеологическое районирование 3. Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности 4. Выбор основных направлений и первоочередных объектов дальнейших исследований	Д ₂ , частично Д ₁
Оценка зон нефтегазонакопления	Нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления	1. Выявление субрегиональных и зональных структурных соотношений между различными нефтегазоперспективными и литолого-стратиграфическими комплексами, основных закономерностей распределения свойств пород-коллекторов и флюидоупоров и изменения их свойств	Д ₁ , частично Д ₂

- 2 Выделение наиболее крупных ловушек и уточнение нефтегазо-геологического районирования
- 3. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности
- 4 Выбор районов и установление очередности проведения на них поисковых работ

ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫЙ ЭТАП

Выявление и подготовка объектов к поисковому бурению	Районы с установленной или возможной нефтегазоносностью Выявленные ловушки	1 Выявление условий залегания и других геолого-геофизических свойств нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов 2 Выявление перспективных ловушек 3. Детализация выявленных перспективных ловушек, позволяющая прогнозировать пространственное положение залежей 4 Количественная оценка ресурсов на объектах, подготовленных к поисковому бурению 5 Выбор объектов и определение очередности их ввода в поисковое бурение	Локализованные Д₀, Д₁, частично Д₂
Поиск и оценка месторождений (залежей)	Подготовленные ловушки Открытые месторождения (залежи)	1. Выявление в разрезе нефтегазоносных и перспективных комплексов коллекторов и покрышек и определение их геолого-геофизических свойств (параметров) 2 Выделение, опробование и испытание нефтегазоперспективных пластов и горизонтов, получение промышленных при-	С₂, частично С₁

		токов нефти и газа и установление свойств флюидов и фильтрационно-емкостных характеристик 3. Выбор объектов для проведения детализационных геофизических и оценочных работ 4 Установление основных характеристик месторождений (залежей) 5 Подсчет запасов месторождений (залежей) 6 Выбор объектов и этажей разведки	
РАЗВЕДОЧНО-ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ЭТАП			
Разведка и опытно-промышленная эксплуатация	Промышленные месторождения (залежи)	1 Определение очередности проведения опытно-промышленной эксплуатации 2 Опытно-промышленная эксплуатация для получения данных и параметров для составления технологической схемы разработки месторождений 3 Перевод запасов категории C₂ в категорию C₁	B, C ₁ , частично C ₂
Эксплуатационная разведка	Разрабатываемые месторождения (залежи)	1. Доразведка разрабатываемых объектов (залежей) 2. Разведка второстепенных горизонтов, куполов, блоков, участков месторождений 3. Подготовка запасов более высоких категорий, их уточнение и дифференциации применительно к методам повышения коэффициента извлечения 4. Перевод запасов категории C₁ в категории A и B	A, B, частично C ₁

Поисково-оценочный этап обуславливает проведение ГРП в целях обнаружения новых месторождений УВ или их залежей на ранее открытых месторождениях и оценка их промышленной значимости. Работы на данном этапе проводятся по лицензии на геологическое изучение недр, удостоверяющей право на ведение поисков и оценки месторождений (залежей), или по совмещенной лицензии, включающей несколько видов пользования недрами (поиски, разведка, добыча).

В его течении можно выделить несколько стадий:

1) - стадию выявления и подготовки объектов к поисковому бурению (*цель стадии – выявить и подготовить локальные объекты для ввода их в поисковое бурение. К объектам проведения работ относятся районы с установленной или возможной нефтегазоносностью и выявленные ловушки. Работы по выявлению и подготовке объекта завершаются включением этого объекта в фонд выявленных или подготовленных для поисков нефти и газа. На основании материалов геолого-геофизических работ по выявлению и подготовке объектов составляют отчеты о геологических результатах работ и оценке прогнозных (D_1) и перспективных (D_0) ресурсов подготовленных для глубокого бурения площадей*).

2) - стадию поиска и оценки месторождений (залежей) (*цель стадии поиска и оценки месторождений (залежей) - обнаружение новых месторождений нефти и газа или новых залежей и оценка их промышленной значимости. Работы на этой стадии проводятся на условиях, оговоренных в лицензии на пользование недрами. Объекты проведения работ - ловушки, подготовленные к поисковому бурению, и открытые месторождения (залежи). Работы по поиску месторождений (залежей) должны проводиться в соответствии с проектом, а для каждой скважины - в соответствии с геолого-техническим нарядом, составленными в установленном порядке. В процессе оценки перспективного объекта решаются следующие вопросы:*

- *установление промышленной значимости открытых месторождений (залежей);*
- *определение фазового состояния углеводородов;*
- *изучение физико-химических свойств нефти, газов, конденсатов в пластовых и поверхностных условиях, определение их товарных качеств;*
- *изучение фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов;*
- *установление типа залежей (пластовый, массивный, литологически или стратиграфически ограниченный, тектонически-экранированный);*
- *определение эффективных толщин, значений пористости, нефтегазонасыщенности;*
- *расчет коэффициентов продуктивности скважин;*
- *предварительная геометризация залежей и подсчет запасов по категориям C_2 и C_1 .*

Стадия поиска и оценки месторождений (залежей) считается завершенной, если степень изученности позволяет подсчитать запасы по категориям C_1 и C_2 и

провести оценку промышленной значимости месторождений (залежей). По результатам работ на стадии поиска и оценки месторождений (залежей) проводится:

- *систематизация геолого-геофизических материалов и составление отчета о результатах поисково-оценочных работ;*
- *подсчет геологических и извлекаемых запасов углеводородов, а также сопутствующих компонентов;*
- *подготовка пакета геологической информации в случае проведения конкурса или аукциона на предоставление лицензии на добычу полезных ископаемых.*
- *По результатам оценочных работ проводятся оценка запасов изучаемого объекта, их экспертиза и выдается лицензия на право добычи нефти и газа.*
- *Предоставление недр в пользование для добычи нефти и газа после завершения поисково-оценочного этапа вступает в силу после Государственной экспертизы запасов.*

Для разведочно-эксплуатационного этапа главным является изучение характеристик месторождений (залежей), обеспечивающее составление технологической схемы месторождения нефти или проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождений газа. В соответствии с задачами этапа выделяют стадию разведки и опытно-промышленной эксплуатации и стадию эксплуатационной разведки (доизучение в процессе разработки). Объектами проведения работ являются месторождения (залежи), на которые получена лицензия на добычу нефти и газа. В процессе выполнения основных задач решаются также следующие проблемы:

- *уточнение положения контактов газ - нефть - вода;*
- *уточнение контуров залежей;*
- *уточнение дебитов нефти, газа, конденсата, воды, установление пластового давления, давления насыщения и коэффициентов продуктивности скважин;*
- *исследование гидродинамической связи залежей с законтурной областью;*
- *уточнение изменчивости фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов;*
- *уточнение изменчивости физико-химических свойств флюидов по площади и разрезу залежи;*
- *изучение характеристик продуктивных пластов, определяющих выбор методов воздействия на залежь и призабойную зону, с целью повышения коэффициентов извлечения.*

Степень разведанности, объем работ, методы исследования определяются проектом разведки, составляемым в соответствии с условиями, оговоренными в лицензии, и документами, регламентирующими разведку, подсчет запасов и проектирование разработки месторождений нефти и газа. По результатам разведочных работ с учетом данных опытно-промышленной эксплуатации проводится:

- *уточнение геологических и извлекаемых запасов углеводородов, а также сопутствующих компонентов разведанных и выявленных залежей (продуктивных горизонтов) месторождений по категориям В, С₁ и частично С₂;*

- систематизация геолого-геофизических материалов, необходимых для составления технологической схемы разработки месторождений нефти и проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождений газа, а также для выбора методов повышения коэффициентов извлечения.
- Итоговыми документами стадии разведки и опытно-промышленной эксплуатации являются:
- отчет по подсчету запасов нефти, конденсата, природного газа и попутных компонентов (в случае необходимости);
- технико-экономическое обоснование значений коэффициентов извлечения нефти и конденсата;
- технологическая схема разработки месторождения нефти или проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения газа.
- При предоставлении недр в пользование по совмещенным лицензиям пользователи недр могут начинать добычу до Государственной экспертизы запасов, сроки которой с уточнением условий пользования недрами, включая платежи, оговариваются в условиях лицензии на право пользования недрами.

Цель стадии эксплуатационной разведки - получение исходных данных для уточнения технологической схемы или составления проекта разработки. Объектами проведения работ являются разрабатываемые месторождения и залежи. В процессе выполнения работ решаются следующие основные задачи:

- уточнение модели строения пластов (горизонтов) объекта;
- уточнение положения контактов газ - нефть - вода;
- уточнение параметров изменчивости фильтрационно-емкостных характеристик пластов-коллекторов по площади и разрезу;
- уточнение изменчивости физико-химических свойств флюидов;
- уточнение величины и категоричности запасов;
- разведка второстепенных горизонтов, куполов, блоков, участков месторождений;
- перевод запасов категории C_1 в категорию B , а категории B в категорию A , дифференциация их применительно к методам извлечения.

По результатам работ на данной стадии составляется отчет о проведенных работах с уточнением величины извлекаемых запасов нефти, газа и конденсата и корректировкой технологических параметров разработки [47].

1.5.1. Категории запасов и ресурсов

Запасы и ресурсы по промышленной значимости и экономической эффективности подразделяются на **группы запасов и ресурсов**, а по степени геологической изученности и промышленной освоенности на **категории запасов и ресурсов** (рис. 1.4).

Критерием выделения **категорий запасов по промышленной освоенности** является степень вовлечения оцениваемой залежи в разработку.

Критерием выделения *категорий запасов по геологической изученности* являются степень разбуренности залежи по площади и разрезу, детальность проведенных в ее пределах геофизических, геохимических и других видов поисково-разведочных работ и точность построения геологической и фильтрационной моделей, на основе которых осуществляется достоверный подсчет запасов и составление проектных документов на разработку.

Критериями выделения *категорий ресурсов по геологической изученности* являются степень разбуренности параметрическим и поисковым бурением по площади и разрезу участка недр, детальность проведенных геофизических, геохимических и других видов поисково-разведочных работ. Детальность построения геологической модели перспективной ловушки и достоверность оценки ресурсов должны быть достаточны для проектирования поисковых и разведочных работ.

Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, по степени изученности подразделяются на разведанные – категории А, В и С₁ и предварительно оцененные – категории С₂.

Ресурсы нефти и газа по степени обоснованности подразделяются на перспективные – категории С₃ и прогнозные – категории Д₁ и Д₂.

Сразу отметим, что данная классификация относится к нефти, газу, конденсату, а также к содержащимся в них полезным компонентам. В Российской классификации выделяются по степени достоверности запасы и ресурсы. Запасы А, В, С₁ и С₂ – более достоверные категории. Из них категории А, В и С₁ относятся к разведанным, С₂ – к предварительно оцененным запасам. Соответственно категория А – наиболее высокая по степени надежности.

Ресурсы по степени обоснованности подразделяются на категории С₃, Д₁ и Д₂. Из них категория С₃ – перспективные ресурсы, а Д₁ и Д₂ – прогнозные.

В зарубежных категориях запасов аналогов категорий Д₁ и Д₂ не было. Наиболее часто встречающаяся ошибка, когда категорию С₃ называют запасами, хотя это ресурсы. У этой ошибки есть логичные корни – С₃ в определенных случаях близко соотносится с запасами С₂, а ресурсы Д₁ и Д₂ отстоят от С₃ по определению достаточно далеко.

Прогнозные ресурсы категории Д₂ оцениваются в пределах крупных региональных структур, применительно к условиям Западной Сибири, обычно для структур I порядка, таких, как Нижневартовский или Сургутский своды или Юганская впадина. Далее, в пределах крупных региональных структур выделяются литолого-стратиграфические комплексы, иногда нефтегазоносные комплексы, и оценка производится уже для них.

Например, для Западной Сибири по отдельности оцениваются прогнозные ресурсы нижней и средней юры, верхней юры, неокома (нижнего мела). Каждый из этих комплексов должен обладать, во-первых, нефтегазогенерационным потенциалом, а также наличием в нем коллекторов и покрывок (рис. 1.5.).

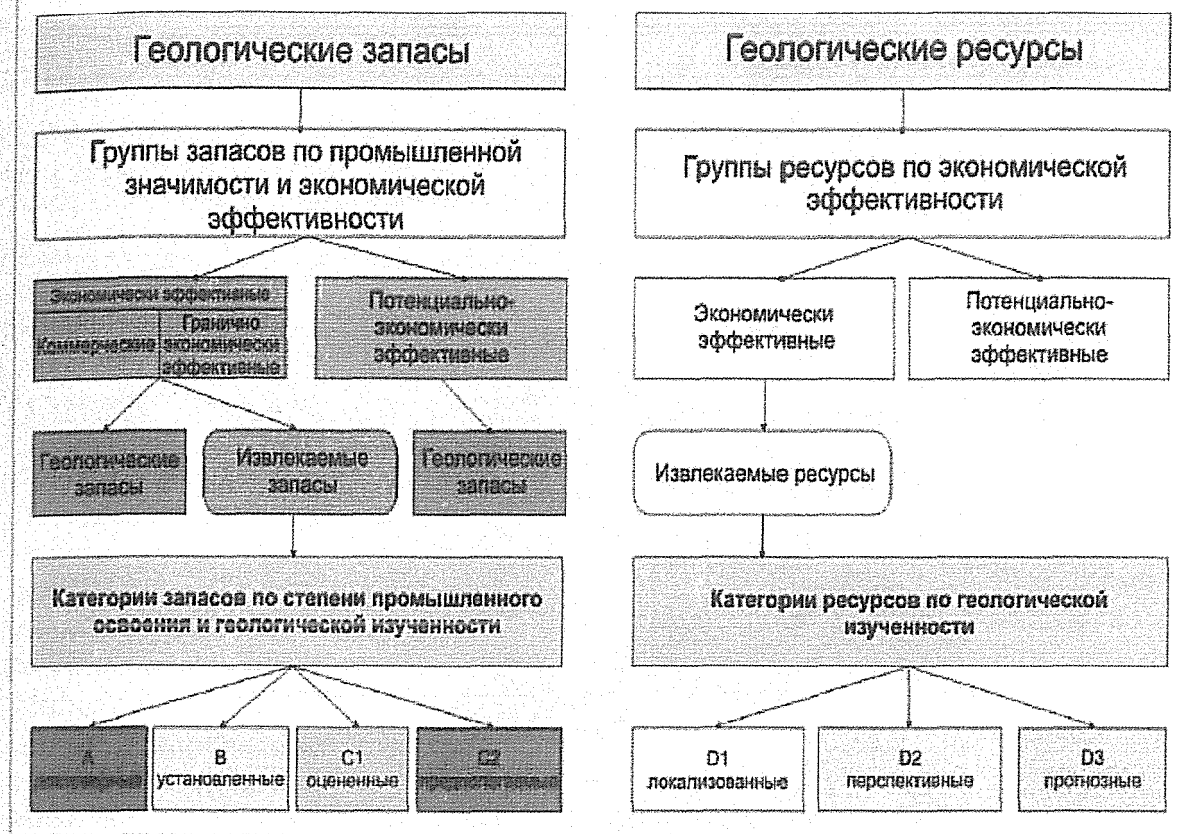


Рис.1.4. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов

Категория D_2

Прогнозные ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана.

Перспективы нефтегазоносности этих комплексов прогнозируются на основе данных геологических, геофизических и геохимических исследований.

Количественная оценка прогнозных ресурсов этой категории производится по предположительным параметрам на основе общих геологических представлений и по аналогии с другими, более изученными регионами, где имеются разведанные месторождения нефти и газа. Перспективные ресурсы нефти и газа используются при планировании поисковых и разведочных работ и прироста запасов категории C_1 и C_2 .

Ресурсы категории D_2 определяются в пределах структур I порядка на основе выполненных региональных геофизических работ по результатам параметрического бурения (выделены литолого-стратиграфические комплексы, проведены геохимические исследования)

Категория D_1

Прогнозные ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур с доказанной промышленной нефтегазоносностью. Их количественная оценка производится по результатам региональных геологических, геофизических и геохимических исследований и по аналогии с разведанными месторождениями в пределах оцениваемого

региона. Определяются в пределах структур I порядка. D_2 переходит в D_1 после получения первого промышленного притока УВ. Подсчетные параметры уточняются на открытом месторождении

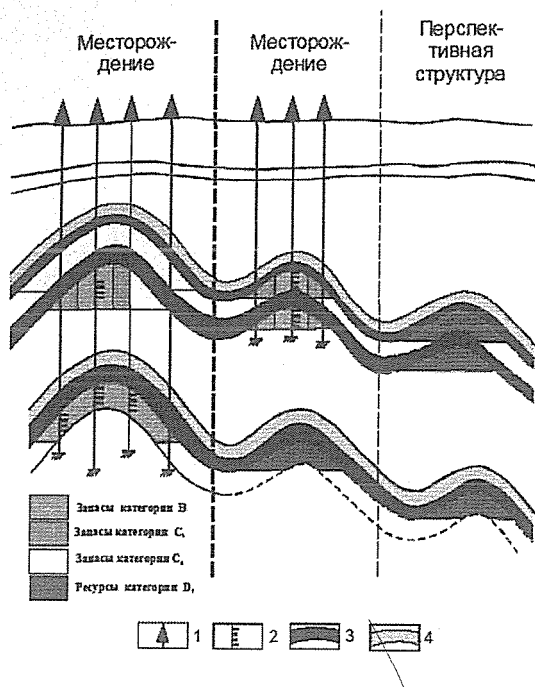


Рис. 1. 5. Выделение категорий запасов и ресурсов на месторождениях и подготовленных к бурению ловушках (Методические указания ..., 2005)

1 – скважины на профиле; 2 – интервалы перфорации; 3 – непроницаемые породы-флюидоупоры; 4 – опорный маркирующий горизонт.

а толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти или газа принимаются по аналогии с разведанными месторождениями.

Перспективные ресурсы нефти и газа используются при планировании поисковых и разведочных работ и прироста запасов категории C_1 и C_2 . Категория C_3 определяется в пределах структур III порядка – по замкнутой изолинии.

Категория C_2

Речь идет об уже доказанной залежи. Запасы категории C_2 используются для определения перспектив месторождения, планирования геологоразведочных работ или геолого-промысловых исследований при переводе скважин на вышележащие пласты и частично для проектирования разработки залежи.

Запасы залежи (ее части), наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований в неразведанных частях залежи (или неоп-

Перспективные ресурсы нефти и газа используются при планировании поисковых и разведочных работ и прироста запасов категории C_1 и C_2 . Речь идет о возможной залежи, ее существование еще не доказано.

Категория C_3

Перспективные ресурсы нефти и газа, подготовленных для глубокого бурения площадей, находящихся в пределах нефтегазоносного района и оконтуренных проведенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, а также не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений, если продуктивность их установлена на других месторождениях района.

Форма, размер и условия залегания залежи определены в общих чертах по результатам геологических и геофизических исследований,

робованных), примыкающих к участкам с запасами более высоких категорий; в промежуточных и вышезалегающих неопробованных пластах разведанных месторождений. При этом учитываются: форма и размеры залежи, условия залегания; толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти, газа и конденсата определены в общих чертах по результатам геологических и геофизических исследований с учетом данных по более изученной части залежи или по аналогии с разведанными месторождениями.

Запасы категории C_2 определяются в пределах структур III порядка – по замкнутой изолинии. Если скважина дает промышленный приток нефти – все запасы категории C_3 переводятся в C_2 – доказано существование месторождения.

Категория C_1

Запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных в скважинах промышленных притоков нефти или газа (часть скважин опробована испытателем пластов) и положительных результатов геологических и геофизических исследований в неопробованных скважинах.

Запасы категории C_1 подсчитываются по результатам геологоразведочных работ и эксплуатационного бурения и должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа. Для отнесения запасов к категории C_1 по выявленным залежам необходимо:

а) установить тип, форму и размеры залежи по результатам бурения скважин и проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, строение и размеры структуры, определить по отдельным скважинам положение продуктивных пластов в разрезе;

б) изучить по керну и материалам геофизических исследований скважин литологические особенности и вещественный состав пласта, эффективную и эффективную нефте- и газонасыщенную толщину, пористость, проницаемость, нефте- и газонасыщенность продуктивного пласта, коэффициент вытеснения нефти;

в) определить высотное положение контактов нефть-вода, нефть-газ, газ-вода;

г) состав и свойства нефти, горючего газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях принять по аналогии с изученными участками залежи или с соседними хорошо изученными месторождениями;

д) оценить продуктивность скважин, гидропроводность и пьезопроводность пласта, пластовые давления, температуру по аналогии с изученными участками залежи или по аналогии с соседними разведанными месторождениями;

е) обосновать гидрогеологические условия и режим работы залежи по аналогии с изученными участками залежи или по аналогии с соседними разведанными месторождениями.

Контуры нефтеносности и газоносности залежи проводятся по материалам промыслово-геофизических исследований с учетом геологического строения структуры.

Для запасов категории C_1 , подсчитываемых по не разбуренным блокам и полям, непосредственно примыкающим к площадям с запасами более высоких категорий, граница запасов категории C_1 проводится по квадратным участкам, примыкающим к запасам категорий А и В, со стороны, равной расстоянию между эксплуатационными скважинами, предусмотренному проектным документом, если геолого-геофизическая информация с обоснованной уверенностью доказывает, что пласт в сторону выделяемой категории C_1 непрерывен по площади. В случае отсутствия проектного документа – на расстоянии, равном расстоянию эксплуатационных сеток на аналогичных по строению залежах.

Граница запасов категории C_1 вокруг неопробованных скважин проводится по квадратным участкам со стороны, равной расстоянию между эксплуатационными скважинами, предусмотренному проектным документом для разрабатываемых участков залежи или по аналогии с соседними разведанными месторождениями.

По газонефтяным залежам установлена промышленная ценность нефтяной оторочки, продуктивность скважин, гидропроводность и пьезопроводность пласта, пластовые давления, температура, дебиты нефти, газа и конденсата изучены по результатам *испытания и исследования скважин*.

Гидрогеологические и геокриологические условия установлены по результатам *бурения скважин и по аналогии* с соседними разведанными месторождениями. Территория с доказанной промышленной нефтеносностью испытанием скважин, в крайнем случае – по ГИС (простое строение).

Территория изучена на 2 шага эксплуатационного бурения в сторону от скважины – на 1 км (получается квадрат со стороной 2 км)

Категория В

Запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных промышленных притоков нефти и газа в скважинах на различных гипсометрических отметках. При подсчете учитываются: тип, форма и размеры залежи, эффективная и нефте- и газонасыщенная толщина, тип коллектора, характер изменения коллекторских свойств, нефте- и газонасыщенность продуктивных пластов, состав и свойства нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях и другие параметры, а также основные особенности залежи, определяющие условия ее разработки, изучены в степени, достаточной для составления проекта разработки залежи.

Запасы категории В подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденной технологической схемой разработки месторождения *нефти* или проектом опытно-промышленной разработки месторождения *газа*.

Территория с доказанной промышленной нефтеносностью испытанием скважин. Оконтуривается по расположению добывающих скважин (без отступа).

Периферийные нагнетательные скважины как правило остаются в категории C_1 .

Запасы залежи (ее части), изученной с детальностью, обеспечивающей полное определение типа, формы и размеров залежи, эффективной нефте- и газонасыщенной толщины, типа коллектора, характера изменения коллекторских свойств, нефте- и газонасыщенности продуктивных пластов, состава и свойств нефти, газа и конденсата, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия ее разработки (режим работы, продуктивность скважин, пластовые давления, дебиты нефти, газа и конденсата, гидропроводность и пьезопроводность и другие).

Запасы категории А подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденным проектом разработки месторождения нефти или газа. Содержащиеся в нефти компоненты при определении запасов месторождений подлежат обязательному подсчету содержащиеся в нефти, газе и конденсате компоненты (этан, пропан, бутан, сера, гелий, металлы...), целесообразность извлечения которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами.

Запасы имеющих промышленное значение компонентов, содержащихся в нефти, газе и конденсате, подсчитываются в контурах подсчета запасов нефти и газа и по тем же категориям.

Что считать?

Подсчет запасов производится по каждой залежи отдельно и месторождению в целом.

В чем считать?

Запасы и ресурсы нефти и конденсата, а также этана, пропана, бутанов, серы и металлов подсчитываются в единицах массы (**тонны**).

Запасы и ресурсы газа и гелия подсчитываются в единицах объема (**кубические метры**). Подсчет производится при условиях, приведенных к стандартным (0,1 МПа при 20°C).

Извлекаемые запасы – та часть запасов, которая может быть извлечена из недр при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом допустимого уровня затрат (замыкающих) и соблюдения требований по охране недр и окружающей среды. Месторождение (залежь, часть залежи) подготовлено к промышленному освоению, если:

- а) балансовые и извлекаемые запасы утверждены в ГКЗ (Государственной Комиссии по Запасам);
- б) запасы категории C_1 должны составлять не менее 80%, а C_2 до 20%;
- в) месторождение во всех отношениях изучено достаточно хорошо для составления технологической схемы разработки (нефтяное) или проекта опытно-промышленной эксплуатации (газовое);
- г) должны быть оценены сырьевая база строительных материалов и возможные источники хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения;
- д) имеются сведения о наличии поглощающих горизонтов для сброса промышленных и других сточных вод;

е) составлены рекомендации о разработке мероприятий по обеспечению предотвращения загрязнения окружающей среды.

Разведанность месторождения

Если запасы категории C_1 составляют 80% всех запасов – месторождение считается разведанным на 100%

Изученность месторождения

Должны быть изучены: состав и свойства нефти, газа и конденсата; содержание в них компонентов, имеющих промышленное значение; особенности разработки месторождения (залежи); дебиты нефти, газа и конденсата; гидрогеологические, геокриологические и другие природные условия...

Для ускорения промышленного освоения месторождений нефти и газа разрешается осуществлять проектные и изыскательские работы, а также составлять технологические схемы разработки и проекты опытно-промышленной разработки на базе запасов, принятых ЦКЗ (Центральной Комиссией по Разработке при министерстве).

По согласованию с ГКЗ вводить в разработку месторождения нефти с извлекаемыми запасами до 30 млн.т на срок до 5 лет на базе запасов, принятых в ЦКЗ. Вводить в разработку месторождения газа с запасами до 30 млрд.куб.м или расположенные в районах действующих газопроводов, на срок до 5 лет на базе запасов, принятых в ЦКЗ с последующим утверждением их в ГКЗ.

Если после 5 лет разработки остаточные извлекаемые запасы нефти не превышают 1 млн.т (3 млрд.куб.м для газа), то дальнейшая его разработка возможна на базе запасов, принятых ЦКЗ с согласованием в ГКЗ.

В акваториях морей и океанов по согласованию с ГКЗ и Госгортехнадзором вводить в разработку месторождения нефти и газа без ограничения запасов на срок до 5 лет на базе запасов, принятых в ЦКЗ.

Разрабатывать месторождения нефти с извлекаемыми запасами до 1 млн.т и газа с запасами до 3 млрд.куб.м на базе запасов, принятых ЦКЗ без утверждения их в ГКЗ.

Пересчет запасов

На месторождениях, введенных в разработку, должен производиться перевод запасов категорий C_1 и C_2 в А и В по данным бурения и исследований эксплуатационных скважин и по результатам доразведки. Если балансовые и извлекаемые запасы категорий $A+B+C_1$ на месторождении в результате доразведки и разработки меняются более чем на 20% по сравнению с утвержденными в ГКЗ, то необходимы пересчет и переутверждение запасов в ГКЗ.

1.5.2. Объекты прогноза и основные прогнозные задачи

Под *объектом прогноза* понимают часть геологического пространства, способного аккумулировать и сохранять скопления нефти и газа. Все объекты можно разделить на три основные группы:

1. Объекты, выделяемые по масштабам аккумуляции нефти и газа. В зависимости от размеров и соподчиненности по иерархии НГТР выделяют: *мегапровинции; нефтегазоносные провинции; нефтегазоносные бассейны; нефтегазоносные области; нефтегазоносные районы; зоны нефтегазонакопления; месторождения УВ; залежи; ловушки.*

2. Объекты, выделяемые по приуроченности к тектоническим элементам разного порядка в современной структуре земной коры. Основными единицами НГТР отложений, связанных с прогнозированием являются: *пласт [Bed, Layer] (тоща проницаемых пород-коллекторов, ограниченных в кровле и подошве флюидоупором); резервуар [Reservoir] (группа перекрытых зональной покрывкой и гидродинамически связанных пластов внутри нефтегазоносного комплекса); нефтегазоносный комплекс (литолого-стратиграфическое подразделение, регионально нефтегазоносное в пределах крупных единиц НГТР, включающее перекрытые региональной покрывкой коллекторские толщи (пласты, резервуары), объединяемые общностью свойств УВ); нефтегазоносная формация [Petroleum Formation].*

Классификация геоструктурных элементов разного ранга, учитывающая их иерархическую соподчиненность, соразмерность и особенности формирования и развития приведена в табл. 1. 7.

Число уровней прогноза определяется иерархией объектов. **Надрегиональный прогноз** – оценивает провинции, бассейны, крупные литолого-стратиграфические комплексы; **региональный прогноз** – оценивает структуры I порядка, крупные структуры II порядка, крупные условно выделяемые объекты (составные части провинций и бассейнов, литолого-стратиграфические серии).

Зональный прогноз состоит в оценке структур II порядка, представляющих собой небольшие условно выделяемые объекты, свиты и подсвиты. При **локальном прогнозе** оцениваются локальные структуры, ловушки неструктурного типа, пласты и группы сближенных, неразделенных пластов.

Детальность описания объектов зависит от их масштаба, степени изученности, от стадии геологоразведочных работ (ГРР). Каждой стадии ГРР свойственно изучение своих, присущих именно ей объектов прогноза. Прогнозирование осуществляется в условиях неопределенности, которая постепенно уменьшается по мере накопления фактического материала и по мере изменения информационной ситуации.

В соответствии с последовательностью освоения территории различают несколько уровней информации:

1. Территория объекта (провинции, бассейна, области, района) изучена с помощью методов, дающих общие представления о геологическом строении (*региональные, геологические, геофизические*); нефтегазоносность объекта предполагается, но бурением не доказана. Объекты более низкого иерархического ранга не выделены. Актуальной является задача определения местоположения участков, наиболее предпочтительных для постановки детальных работ.

Табл. 1.7. Классификация геоструктурных элементов при НГТР

Элементы НГТР	Геоструктурные элементы, контролирующие НГТР			
	Платформенных территорий		Краевых прогибов, внутригеосинклинальных впадин и эпиплатформенных областей	
	положительные	отрицательные	положительные	отрицательные
<u>Нефтегазоносная провинция НГП</u>	-Мегаантеклиза -Антеклиза	-Мегасинеклиза -Синеклиза -Крупный авлакоген	-	-Крупные впадины -Система впадин -Крупная внутригеосинклинальная впадина
<u>Нефтегазоносная область НГО</u>	-Ассоциация мегавалов -Крупное сводовое поднятие или группа сводов	-Авлакоген, крупный грабен -Внутриплатформенная впадина	-Срединный массив	-Межгорная впадина -Краевой прогиб
<u>Нефтегазоносный район НГР</u>	-Мегавал -Крупный массив атолл, барьерная зона рифогенных структур, - Крупное поднятие, осложненное соляным куполом -Свод, вершина крупного сводового поднятия	-Склоны крупного поднятия, впадина, осложненная солянокупольной тектоникой	-Мегантиклиналь -Крупный массив, атолл или барьерная зона рифогенных структур -Ассоциация антиклинальных зон, осложненных солянокупольной тектоникой	-Мегасинклиналь -Депрессия, впадина краевого прогиба
<u>Зона нефтегазоаккумуляции ЗНГА</u>	-Вал -Антиклиналь или купол сложного строения -Зона поднятий изометричной формы -Группа рифогенных структур		-Антиклинальная зона -Антиклиналь и брахиантиклиналь сложного строения -Группа или небольшой атолл рифогенных структур -Зона антиклиналей, осложненных солянокупольной тектоникой	
<u>Локальное скопление (месторождение, залежь)</u>	Брахиантиклиналь, купол, структурный нос -Одиноклая рифогенная структура -Солянокупольная структура -Моноклиналь, осложненная разрывным нарушением	-Синклиналь	-Антиклиналь или брахиантиклиналь -Одиноклая рифогенная структура -Антиклиналь, осложненная нарушением, диапиризмом или грязевым вулканизмом	-Синклиналь

2. На исследуемой территории выделены объекты прогноза, но нет результатов бурения ни с положительной, ни с отрицательной оценкой. Важным является выделение перспективных объектов с целью открытия хотя бы одного месторождения (не обязательно крупного), чтобы доказать промышленную нефтегазоносность.
3. Есть единичные объекты, оцененные бурением, но с отрицательным результатом. Актуальной остается задача открытия хотя бы одного месторождения (не обязательно крупного), чтобы доказать промышленную нефтегазоносность.
4. Получены результаты промышленной нефтегазоносности, но число продуктивных объектов мало. Необходимо дальнейшее изучение территории.
5. Территория изучена хорошо: имеется достаточное количество продуктивных и непродуктивных объектов. Важным является диагностика по возможности всех перспективных объектов и выделение среди них первоочередных для постановки поисковых работ.
6. Территория в значительной степени разбурена: пик открытия прошел. Важно обнаружение даже мелких месторождений. Основная задача – поиск месторождений, приуроченных к новым типам ловушек (литологическим, литолого-стратиграфическим и т.п.). Необходима методика поиска новых типов объектов с заранее известными параметрами нефтегазоносности.

Hydrocarbons-in-place (HIP) - объем углеводородов в пласте. Понятие, близкое к российским балансовым запасам, только выражается в объемных единицах, а не весовых. Вычисляется с учетом объемного коэффициента за счет дегазации нефти, так что условия не пластовые, а поверхностные.

Reserves - запасы, как правило, извлекаемые. При вольном использовании этого термина понятие часто относится и к балансовым запасам.

Proved reserves - доказанные извлекаемые запасы (вероятность извлечения 90%).

Unproved reserves - недоказанные извлекаемые запасы (вероятность извлечения меньше 90 и больше 10%).

Developed reserves - разработанные извлекаемые запасы, которые могут быть добыты из уже существующих скважин.

Producing reserves - продуктивные извлекаемые запасы, могут будут добыты из проперфорированных интервалов и в соответствии с экономической ситуацией на момент оценки запасов.

Non-producing reserves - непродуктивные (законсервированные) извлекаемые запасы, могут быть добыты из интервалов, проперфорированных на момент оценки запасов, но добыча из них пока не ведется.

Undeveloped reserves - неразработанные извлекаемые запасы. Для их освоения нужно бурить новые скважины, заглублять существующие скважины или применять дорогие мероприятия по повышению нефтеотдачи.

Probable reserves - прогнозными извлекаемые запасы (вероятность извлечения меньше 90 и больше 50%).

Possible reserves - возможными извлекаемые запасы (вероятность извлечения меньше 50% и больше 10%).

1.5.3. Документация при проведении НГГР

Результаты работ по НГГР и количественной оценке перспектив нефтегазоносности отражаются в геологической документации, служащей основанием для обобщения имеющегося фактического материала по состоянию, степени разведанности и изученности оцениваемой территории. Различные карты и схемы дифференцируют и отражают структурно-тектонические особенности строения литолого-стратиграфического разреза, степени перспективности и определения дальнейших геологоразведочных работ на нефть и газ.

Для отстраиваемых карт подбирают единый масштаб, обеспечивающий детальность, необходимую для определения соответствующих параметров в пределах исследуемой территории. К числу этих графических материалов относят следующие документы:

Обзорная карта района работ является документом, освещающим степень изученности прогнозной территории. Карта, на которой показаны границы нефтегазоносных бассейнов, провинций, нефтегазоносных районов и зон нефтегазоаккумуляции; границы административных единиц; основных тектонических элементов и дизъюнктивных дислокаций; подготовленные к бурению локальные поднятия; размещение уже известных месторождений УВ; основные результаты выполненных ГГР.

Карта геолого-геофизической изученности территории представляет собой карту районирования территории по степени изученности с указанием объемов поисково-разведочного бурения и сейсмических исследований. По степени разбуренности выделяют следующие типы: весьма высокая ($> 100 \text{ м/км}^2$); высокая ($100 - 50 \text{ м/км}^2$); средняя ($50 - 10 \text{ м/км}^2$); низкая ($10 - 1 \text{ м/км}^2$); весьма низкая ($< 1 \text{ м/км}^2$). Помимо степени разбуренности указывают плотность сейсмических наблюдений.

Литолого-стратиграфический разрез. Для его составления используют группу корреляционных профилей по простиранию и вкрест простирания нефтегазоносной провинции, области, района. Профили коррелируют по литологии, каротажным характеристикам, нефтегазоносным или перспективным комплексам, экранующим комплексам, водоносным горизонтам. Масштаб профиля выбирают в

зависимости от конкретных условий (размеров объекта, мощности осадочного чехла, продуктивных комплексов и покрышек, имеющейся информации).

Схема стратиграфической приуроченности нефтегазоносных горизонтов провинции, области, района. Строится на основе схем корреляции. На схеме по горизонтали показывают стратиграфическое и нефтегеологическое расчленение разреза (горизонт, свита, ярус, отдел и соответствующий им нефтегазоносный комплекс) сверху вниз - от молодых до более древних пород; по вертикали – размещение выявленных нефтегазоносных площадей и месторождений в соответствии с НГТР. Месторождения и площади группируются по элементам НГТР (областям, районам, зонам). Схема позволяет судить о стратиграфической приуроченности нефтегазоносных комплексов, содержащихся в них залежах УВ по провинциям, областям и районам. Схема одновременно демонстрирует литологический характер пород-коллекторов.

Карта рельефа поверхности. Данные о структуре фундамента служат для определения суммарной мощности осадочного чехла, промежуточного комплекса отложений с целью выявления зон наибольшего прогибания фундамента, а также границ крупных тектонических элементов, в пределах которых могли генерироваться и мигрировать УВ, как в отдельных НГК, так и по вертикали по дизъюнктивным дислокациям, пересекающим осадочную толщу.

Карта критериев нефтегазоносности. На ней показывают границы отложений, благоприятных для образования скоплений УВ, с учетом границ экранирующих покровов; гидрогеологические критерии (минерализация, метаморфизм, содержание РОВ, напоры вод и т.д.); геохимические критерии; типы фаций, распределение и состав ОВ. Важнейшие критерии оценки перспектив нефтегазоносности наносят на сводную карту перспектив. На ее основе составляют подсчетные планы по каждому нефтегазоносному комплексу, где на подсчетных и эталонных участках указывают оценку начальных суммарных ресурсов УВ, площади участков (в км²) и удельную плотность начальных ресурсов, приходящихся на 1 км².

Карта перспектив нефтегазоносности является итоговой. На ней показывают вероятностные категории перспективных земель: **высокоперспективные** (наиболее благоприятные сочетания основных критериев нефтегазоносности); **перспективные** (подразделяющиеся на основании геолого-геофизической изученности на две категории по степени надежности открытия месторождений); **мало-перспективные** (малоблагоприятное сочетание основных критериев нефтегазоносности или недостаточно удовлетворительные условия для формирования и сохранности залежей УВ); **с невыявленными перспективами** (основные критерии изучены слабо); **бесперспективные** (весьма неблагоприятное сочетание основных критериев нефтегазоносности).

Вопросы для самоконтроля:

1. Какие крупнейшие геоструктурные элементы земной коры являются вместилищами залежей УВ?
2. К структурам какого порядка тяготеют залежи литологического типа?
3. Какое практическое значение имеют выделение различных типов зон нефтегазонакопления и их классификация?
4. Какие типы месторождений Вам известны?
5. Что является основой нефтегазогеологического районирования нефтегазоносных территорий мира?
6. Охарактеризуйте два направления нефтегазогеологического районирования территорий. В чем их отличие?
7. Чем объясняется неравномерное размещение месторождений нефти и газа в пределах земной коры?
8. Какие геологические задачи решаются на стадии прогнозирования нефтегазоносности крупнейшей территории?
9. Чем отличаются работы первой и второй стадий регионального этапа?
10. Сколько продуктивных скважин необходимо пробурить на подготовленном объекте, чтобы решить основную задачу поискового этапа?
11. По какому принципу выбираются объекты зонального прогноза нефтегазоносности?
12. Какие группы нефтегазоносных провинций можно выделить согласно их геотектонической приуроченности?
13. Что такое стратиграфический диапазон нефтегазоносности?
14. Какие геологические условия необходимы для формирования и размещения зон нефтегазонакопления стратиграфического класса?
15. В чем состоит главное отличие ресурсов и запасов?
16. Какой документ при проведении нефтегазогеологического районирования позволяет судить о стратиграфическом диапазоне регионально нефтегазоносных отложений?

На территории России и сопредельных стран расположена крупнейшая в мире молодая Евразийская платформа, включающая в себя Западно-Сибирскую, Туранскую и Скифскую эпипалеозойские плиты.

Для них характерно четко выраженное трехчленное строение: преимущественно палеозойский складчатый фундамент, пермо-триасовый (доюрский переходный) промежуточный комплекс и мезозойско-кайнозойский осадочный чехол.

Осадочные бассейны Туранской и Скифской плит длительное время (на протяжении юры, мела и палеогена) занимали обширную шельфовую часть северной окраины океана Тетис и характеризовались накоплением преимущественно мелководно-морских фациальных комплексов.

Осадочный бассейн Западной Сибири возник на месте области с прекратившимся в триасе рифтогенезом и обязан своим формированием кратковременному спредингу с образованием ложа Обского палеоокеана [41]. Разрез юрских, меловых и кайнозойских отложений характеризуется чередованием морских и континентальных отложений, отражающих эпохи трансгрессий и регрессий.

В пределах названных плит выделяются нефтегазоносные провинции мезозойского и частично кайнозойского нефтегазонакопления – Западно-Сибирская, Туранская (Амударьинская) и Скифская (Предкавказско-Крымская) [4; 28].

Основные этапы истории геологического развития Западно-Сибирской плиты

Современная территория Западно-Сибирской плиты в палеозойское время входила в состав Уральского и частично, Палеоазиатского океанов. Герцинский цикл тектогенеза воздвиг складчатую горную страну. После прекращения растяжения и отодвигания Сибири от Европы на разнородном фундаменте в обширной зоне прогибания начали формироваться комплексы осадочного чехла провинции. Грубообломочные континентальные нижнеюрские толщи заполняли наиболее погруженные участки в рельефе. Северная часть плиты находилась под влиянием Арктического морского бассейна. В средней юре отдельные ингрессии обусловили появление морских трансгрессивных комплексов, имеющих неравномерное распределение по территории Западной Сибири. На юго-востоке накапливались сульфатно-карбонатные формации.

В поздней юре бореальная трансгрессия расширилась с образованием огромного эпиконтинентального бассейна. Своего максимума трансгрессия достигла в волжском веке и ознаменовалась накоплением уникального комплекса битуминозных баженовских глин, ставших впоследствии одновременно нефтематеринскими и нефтепроизводящими. Впоследствии трансгрессии повторялись неоднократно, совпадая с периодами эвстатических подъемов уровней морей. В ходе развития погружение осадочного бассейна компенсировалось поступлением обломоч-

ного материала. Глубина морского бассейна не превышала первых десятков метров. В периоды глобального подъема уровня моря бассейн переуглублялся.

В поздне меловую эпоху сильное опускание плиты привело к слиянию через Тургайский прогиб Арктического и Средиземноморского бассейнов. [41]. В умеренно холодном бассейне накапливались глинистые и глинисто-кремнистые и своеобразные кремнистые осадки.

В олигоцене обширные территории Западной Сибири превратились в заболоченные низменности, с накоплением торфов, углей, песчано-алеврито-глинистых континентальных отложений. Многочисленные приподнятые участки рельефа находились под властью денудационных процессов.

Основные этапы истории геологического развития Скифской плиты

Скифская плита образовалась в конце палеозойской эры в результате закрытия океана Палеотетис. В следствии позднегерцинской складчатости в конце карбона на большей части плиты сформировались горно-складчатые сооружения.

В Перми и частично в триасе, созданная горная страна находилась под воздействием эрозионных и денудационных процессов. Красноцветные грубообломочные толщи тафrogenной стадии накапливались в Восточно-Маньчском и Срединнопредкавказском рифтогенных грабенах.

На западе плиты в перми и триасе сохранялся геосинклинальный режим, который впоследствии был завершен в начальную фазу киммерийской эпохи тектогенеза. Преобладал жаркий и сухой климат. С триасового времени при преобладающем погружении началась плитная стадия развития территории.

Кавказ, как и в триасе, входил в состав Крымско-Кавказской и Малокавказской геосинклинальных систем, разделенных Закавказским срединным массивом.

Геосинклинальный прогиб Большого Кавказа в ранней - средней юре разделялся поднятием, существующим на месте современной водораздельной части Кавказского хребта. К северу от него накапливались мощные обломочные толщи, к югу – шло накопление вулканогенных пород [41]. В позднеюрскую эпоху прогибы окончательно обособились. В северном – накапливались карбонатные отложения. В южном – флишевые толщи.

На Малом Кавказе к началу меловой эпохи проявилась складчатость с внедрением гранитных интрузий. Во второй половине мела усилились прогибания территории плиты, в результате которых северный и южный бассейны сомкнулись. С турина отмечено накопление писчего мела и известняков с рудистами. В конце мела последняя эпоха поднятий привела к региональной регрессии моря на территории Предкавказья [41].

Основные этапы истории геологического развития Туранской плиты

Формирование Туранской плиты связано с образованием Скифской. Складчатость конца среднего карбона привела к окончательной ликвидации геосинклинального режима. В позднепермское и раннетриасовое время большая часть территории плиты испытывала тафrogenную стадию развития. С юры начинается формирование

мирование осадочного чехла плиты. Нисходящие движения привели к широкому развитию морских трансгрессий, которые достигли максимального развития в позднеюрскую и позднемеловую эпохи. Во время кратковременных региональных поднятий происходил региональный размыв отложений, отмечены перерывы в осадконакоплении.

Начиная с позднеюрской эпохи, восточная часть плиты испытывала более интенсивное прогибание, обусловившее появление в разрезе лагунных и континентальных фации [41].

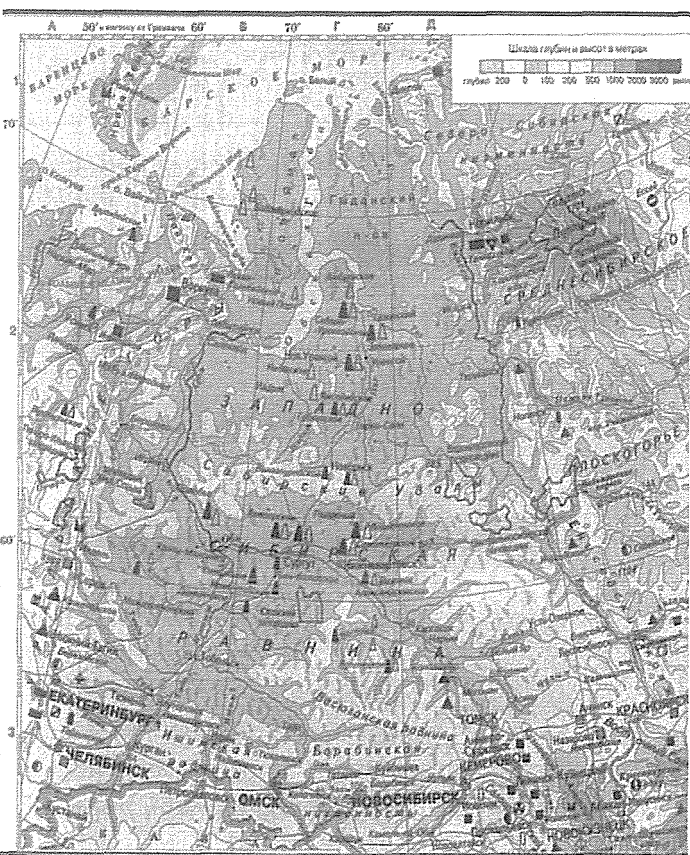


Рис. 2.1. Географическое положение Западно-Сибирской равнин (Выкопировка из географического Атласа...)

2.1. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция расположена в пределах крупнейшей в мире Западно-Сибирской низменности, имеющей площадь около 2,1 млн. км² на суше и 750 тыс. км² с учетом южной акватории Карского моря. Провинция расположена на землях Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов, Тюменской, Омской, Курганской, Томской и частично Свердловской, Челябинской, Новосибирской областей, Красноярского и Алтайского краев (рис. 2.1.). В осадочном чехле доля морских отложений 39%, континентальных 60%, карбонатных менее 1%.

Границы провинции:

на западе - герцинские горные сооружения Урала, имеющие, согласно геофизическим данным, продолжение под мезо-кайнозойским чехлом низменности на расстоянии 300 - 400 км к востоку до среднего течения Оби;

на востоке провинция ограничена тектоническими сооружениями Енисейского кряжа и Среднесибирской древней палеозойской платформы, так же имеющими свое погребенное продолжение под осадочным чехлом низменности;

на юге ограничением являются Казахская каледонско-герцинская складчатая страна, древние сооружения Алатау, Салаира и Западного Саяна, Алтай и Томь-Колыванские складчатые дуги;

на севере провинция погружается под воды Карского моря.

Западная Сибирь является крупнейшим нефтеносным и нефтедобывающим регионом России и включает территориально земли Тюменской, Томской, Новосибирской и Омской областей, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, а также прилегающий шельф Карского моря. Добыча нефти ведется с 1964 года, с почти одновременного введения в разработку Трехозерного, Мегионского и Усть-Балыкское месторождений. Пик добычи нефти в Западной Сибири (408,6 млн. тонн) достигнут в 1988 году [6; 10; 11].

Важнейшая особенность сырьевой базы углеводородов Западной Сибири заключается в исключительно благоприятной структуре разведанных запасов. Главный фактор - высокая концентрация запасов в крупных и крупнейших месторождениях (Самотлорском, Федоровском и мн. др.). Другие благоприятные факторы - приуроченность основных запасов к средне и высокопроницаемым коллекторам, высокая продуктивность месторождений, преобладание малосернистых и бессернистых нефтей.

В пределах Западной Сибири можно выделить три региона, имеющих наиболее важное значение в добыче УВ.

Ханты-Мансийский автономный округ (ХМАО) - богатейший нефтяной регион Западной Сибири и России в целом. Производит две трети добываемой в стране нефти, имеет развитую инфраструктуру. В его пределах открыто около 300 месторождений нефти, из которых 120 введено в разработку. Важнейшую роль в сырьевой базе играют крупнейшие (9) и крупные (77) месторождения, в которых заключено 90% разведанных запасов нефти. В результате многолетней интенсивной отработки многие из этих месторождений, в том числе крупнейшее в стране Самотлорское, в значительной степени выработаны и обводнены (на 80-90%). Ряд крупных месторождений (Приобское, Приразломное, Краснотенинское и др.) разрабатываются на режимах ограниченного отбора. Из-за выборочной разработки наиболее крупных и высокодебитных месторождений и залежей структура разведанных запасов нефти в Ханты-Мансийском АО непрерывно ухудшается, общий потенциал неразведанных ресурсов нефти является практически крупнейшим в России, хотя и не предвещает улучшения качественных характеристик сырьевой базы [11; 55].

Ямало-Ненецкий автономный округ характеризуется крупнейшими запасами и ресурсами нефти, но по сравнению с ХМАО их структура сложнее, так как преобладающую роль имеют нефти высокой плотности и вязкости (Русское, Северо-Комсомольское, Тазовское, Западно-Мессояхское месторождения). Разрабатываются 26 из 129 нефтяных месторождений УВ, в которых сосредоточено 42% текущих разведанных запасов нефти. С севера к ЯНАО примыкает акватория Карского моря, которая рассматривается как непосредственное продолжение Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с богатейшим потенциалом ресурсов. При незначительных объемах буровых работ, начатых в 1989 году, здесь открыто два

газовых скопления-гиганта (Ленинградское и Русановское), что подтверждает высокий нефтегазогеологический прогноз.

Томская область образует третий по значению центр нефтедобывающей промышленности Западной Сибири. В разработку вовлечено 18 из 84 нефтяных месторождений, в том числе все крупные (Советское, Первомайское, Лугинецкое, Игольско-Таловое). Средняя выработанность начальных запасов открытых месторождений составляет 30%, а перечисленных крупных - 17,58%. Неразведанные ресурсы нефти в Томской области превышают согласно геологическому прогнозу уже разведанные запасы в 1,8 раза, что создает возможность многолетней сырьевой обеспеченности нефтедобывающих предприятий.

Остальные административно-территориальные субъекты Западной Сибири (юг Тюменской, Новосибирская и Омская области) играют незначительную роль в региональном балансе запасов и добычи нефти в Западной Сибири. В трех областях открыто 16 небольших месторождений, из которых только 3 (Кальчинское в Тюменской, Прирахтовское в Омской и Малоичское в Новосибирской областях) находятся в промышленной или опытной разработке. Геологические перспективы развития сырьевой базы в целом незначительны [6; 11; 55].

Изученность

Геолого-поисковые работы на нефть и газ в Западной Сибири были начаты еще до ВОВ и продолжались все военные годы. Они осуществлялись вдоль транс-сибирской магистрали. В открытии месторождений УВ огромная роль принадлежит методам геофизики и сейсморазведки. Планомерные платформенные нефтегазопоисковые исследования в провинции, начавшиеся в 1948 году можно разделить на три этапа.

1 этап (1948–1953 гг.) - увеличение объема научно-исследовательских, геофизических работ и глубокого бурения. В конце этапа открыто первое Березовское газовое месторождение.

2 этап (1954 – 1960 гг.) - дальнейшим наращиванием объемов бурения и геофизических исследований, в результате чего открыто большинство газовых залежей в Приуралье и первое высокодебитное нефтяное Шаимское месторождение.

3 этап (1961 – по настоящее время) – открытие нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений по всей территории провинции. Открытие Тазовского газового месторождения послужило началом выявления залежей газа в сеноманских и газоконденсатных и нефтегазоконденсатных скоплениях в неокме и юре на севере провинции. Промышленный фонтан нефти на Мегионской структуре (1961 г.) положил начало открытию многопластовых месторождений Среднеобской нефтегазоносной области.

Началом эксплуатации месторождений Западной Сибири считается 1963 г., когда было введено в разработку Березовское газовое месторождение. Добыча нефти началась в 1964 г.

*Общие характерные черты
тектонического строения*

Общее синклинальное строение плиты обусловило наличие только отрицательных или однокрылых региональных элементов (склоны внешнего пояса, терраса центральной и депрессия северной тектонических областей). Мегапровинция имеет блюдцеобразную форму и включает многочисленные крупные обособленные впадины и валообразные поднятия.

Поверхность фундамента, совпадающая с подошвой мезо-кайнозойского чехла, местами резко, в виде уступов, участками более плавно погружается от бортов Западно-Сибирской плиты к ее центральным и северным районам. В Приобье фундамент залегает на глубинах 2,6 – 4,0 км; а к северу погружается до 9 – 11 км.

Унаследованный характер развития преобладающего количества структур разных порядков;

Все крупные структуры Западно-Сибирской плиты осложнены свыше 1200 локальными поднятиями размерами от 2х3 до 30х50 км с амплитудами от десятков до сотен метров.

Закономерное размещение структур разных порядков с соответствующим этапом основных горообразовательных движений (юрским – во внешнем поясе; неокомским – в Центральной области и верхнемеловым – кайнозойским – в Северной области;

Слабое проявление дизъюнктивных дислокаций. В чехле разрывные нарушения имеют ограниченное распространение.

Фундамент Западно-Сибирской плиты представляет собой сложное сочетание гетерогенных структурных ярусов, которые отделяются региональным несогласием от мезозойско-кайнозойских отложений типичного платформенного чехла. В состав фундамента входят геосинклинальные формации и разнообразные параплатформенные комплексы.

Область байкальской консолидации по современным геолого-геофизическим данным выделяется в Приенисейской части Западно-Сибирской плиты. Байкалиды вскрыты небольшим числом скважин к западу от Енисея и представлены глубоко измененными сланцами.

Фундамент основной части плиты представлен палеозойскими складчатыми комплексами. К востоку от горного Урала и севернее каледонид расположена Уральская система герцинид, она является эвгеосинклинальной и представляет собой чередование антиклинорий. Обь – Тазовская система – миогеосинклинальная, в ней преобладают глинисто – сланцевые толщи с известняками и диабазами.

Широко развиты рифтовые системы, представленные разветвленной сетью грабен-рифтов, продолжавших развитие в мезозое-кайнозое, что в значительной степени повлияло на формирование структур в осадочном чехле. В доплитном комплексе особое место в структуре Западно-Сибирской платформы принадлежит триасовой системе рифтов, во многом предопределившей особенности строения и нефтегазоносность плитного юрско-кайнозойского комплекса. Рифтовая система состоит из рифтовых зон и межрифтовых поднятий. Крупнейший Колтогорско-Уренгойский рифт, протягивается в меридиональном направлении от г. Омска до берегов Карского моря на 1800 км при ширине 80 км. Западнее Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта выделяется серия менее протяженных и более узких рифтов.

Традиционно в региональном плане по мезо-кайнозойскому платформенному чехлу выделяют 3 крупнейших надпорядковых тектонических элемента – *внешний тектонический пояс, центральная и северная тектонические области* (рис. 2.2) [24; 31].

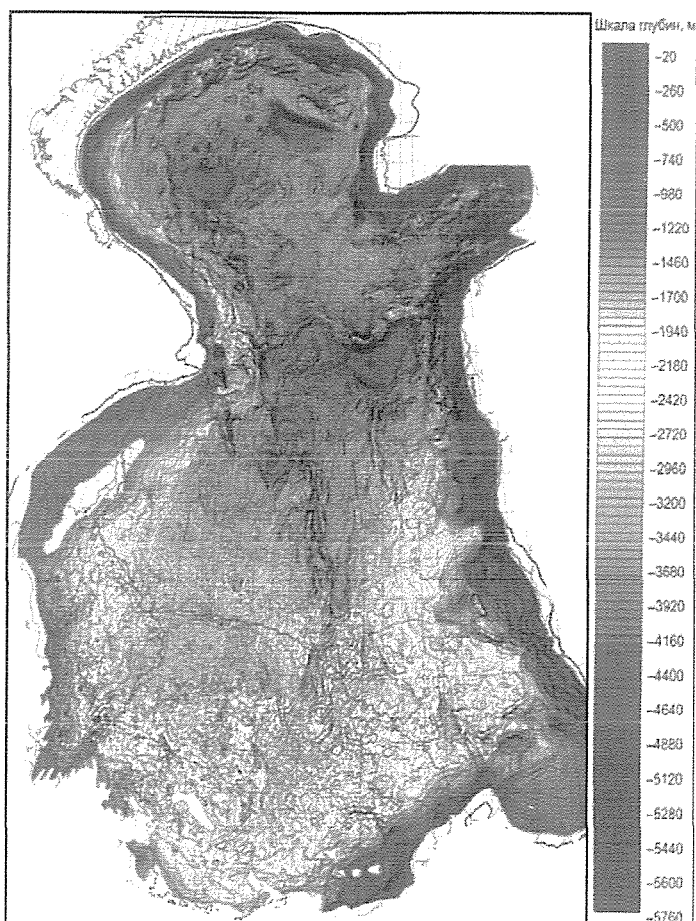


Рис. 2.2. Структурная карта Западно-Сибирской плиты по кровле юрского комплекса отложений (А.Э Конторович, 2001)

Внешний тектонический пояс располагается в краевой части плиты с глубинами залегания фундамента в среднем около 2 км. В поясе преобладают незамкнутые и полужамкнутые структуры различных порядков (выступы, моноклинали и структурные носы). В южной и восточной частях внешнего пояса преобладают моноклинали, осложненные небольшими выступами. Простираение крупных тектонических элементов подчинено ориентировке крупных складчатых структур обрамления (в Предуралье выделяются Ляпинский прогиб, Шаимский мегавал, Тюменский прогиб – ориентированные на северо-восток, Щучинский выступ структуры Пай-Хоя имеет северо-западное простираение). По кровле саргатской серии сохраняется система моноклиналей и выступов, но сам он несколько смещается в сторону центральной части плиты. По отложениям сеномана отмечается дальнейшее выполаживание структур всех порядков и расширение территории данного пояса, главным образом за счет смежных участков

внутренней части плиты, особенно это расширение, заметно в Алтае – Саянской и Чулымо–Енисейской зонах. Большинство структур этой зоны заложены и развивались в юрское время, в более молодых стратиграфических комплексах они выполняются.

Центральная тектоническая область примыкает с запада, юга и востока к внешнему тектоническому поясу; на севере граничит с северной тектонической областью. Область характеризуется широким развитием на ее территории крупных положительных структур I порядка. Они преобладают в центральных, южных и восточных районах; в западных доминируют отрицательные тектонические элементы. Типичными являются сводовые поднятия (Красноленинский, Сургутский, Нижневартовский, Каймысовский, Парабельский своды и мегавалы), осложненные куполовидными структурами III порядка. Все крупные структуры имеют северо-западное и северное простирание, лишь на крайнем юго-востоке они ориентированы в широтном направлении. Крупные положительные структуры имеют амплитуды по поверхности фундамента до 400-600 м, но вверх по размеру она уменьшается примерно в 10 раз. Структуры всех порядков на территории Центральной области конседиментационного роста. По поверхности фундамента область резко расчленена на зоны поднятий и депрессий. Наиболее крупными являются: на западе – Ханты-Мансийская впадина; в центральной части – Юганская, Нюрольская впадины и Колтогорский прогиб; на юге – Омская впадина, а на востоке – Усть-Тымская, Тегульдетская впадины и Касский прогиб. Глубина залегания фундамента во впадинах и прогибах варьирует от 2,5 до 4 км, а на сводовых поднятиях и мегавалах – 2-3 км. По кровле верхнемеловых отложений большую часть Центральной тектонической области занимает крупная отрицательная структура, на фоне которой еще сохраняется в виде замкнутого поднятия Сургутский свод.

Северная тектоническая область характеризуется наиболее резкими перепадами глубин до поверхности фундамента. Глубина залегания фундамента – 7-8 км в Пурском прогибе; на вершинах сводов и мегавалов – до 4-5 км. Для нее характерны крупные вытянутые линейно структуры (мегавалы, прогибы – Медвежий, Часельский мегавалы; Пурский и Парусовый прогибы; Сеяхинская и Среднетазовская впадины). Под юрскими отложениями предполагается широкое развитие терригенных триасовых комплексов (до 6 км мощностью). В северной тектонической области широко распространены сравнительно узкие, линейно вытянутые, протяженные зоны поднятий и прогибаний. Глубина залегания фундамента во впадинах и прогибах обычно 7-8 км, иногда до 9 км, а на вершинах сводов и мегавалов составляет 5-6 км. Перепады глубин между депрессиями и поднятиями обычно составляют 2-3 км, увеличиваясь иногда до 4 км.

Наиболее изученными являются структуры внешнего тектонического пояса и центральной тектонической области. На территории северной тектонической области в основном изучены только верхнемеловые нефтегазоносные горизонты. В пределах тектонических областей выделяю тектонические элементы 6 порядков: *надпорядковые региональные* (0-го порядка, $S > 20\,000\text{ км}^2$); *I порядка* ($S = 5500 - 20\,000\text{ км}^2$); *II порядка* ($S = 1200 - 5500\text{ км}^2$); *III порядка* ($S = 200 - 1200\text{ км}^2$); *IV порядка* ($S < 200\text{ км}^2$) [31].

Большая часть месторождений провинции связана с меловыми и юрскими отложениями, главными объектами поисково-разведочных работ. Небольшие месторождения открыты в палеозойских отложениях. Из отложений триаса получены нефтепроявления. Палеозой и триас изучены слабее вышележащих пород и являются перспективными в отношении нефтегазоносности.

Большинство залежей антиклинальные, сводовые пластовые или массивные, реже встречаются стратиграфические и литологические.

В осадочном чехле выделяются две однородные глинистые региональные покрывки: верхнеюрско-валанжинская и турон-палеогеновая. Они экранируют два нефтегазоносных комплекса: юрский и меловой.

Для провинции отмечается региональная приуроченность большинства нефтяных месторождений к центральным, в меньшей степени к южным районам провинции.

Общее распределение залежей жидких и газообразных УВ подчиняется определенной закономерности: нефтегазовые и газовые месторождения полукольцом с запада, юга и юго-востока окружают территорию распространения нефтяных и преимущественно нефтяных месторождений с центром в широтном Приобье. Северные районы характеризуются преимущественным и исключительным газонакоплением с концентрацией большинства открытых газовых и газоконденсатных месторождений.

Среди выявленных месторождений такие гиганты, как Самотлорское, Мамонтовское. Мегионское (н), газовые Ямбургское, Заполярное, одно из крупнейших в мире Уренгойское газовое месторождение, Новопортовское (нг), Харасавейское, Бованенковское, Крузенштерновское, Медвежье (г), Губкинское, Варьеганское (нг), Ленинградское (г), Русановское (гк) и др.

Наиболее значительные ресурсы нефти и газа Западной Сибири связаны с отложениями юры и мела. Большая часть неразведанных ресурсов нефти Западной Сибири (80%) концентрируется в северных НГО - Надым-Пурской, Среднеобской, Пур-Тазовской, Фроловской и на южном шельфе Карского моря, где помимо юрского и мелового НГК развит мощный триасовый (2000 - 3000 м) терригенный и палеозойский карбонатный комплексы [6; 24; 31].

Нефтегазоносные комплексы

В пределах провинции в мезо-кайнозойских отложениях выделяются 8 продуктивных нефтегазоносных и 4 перспективных нефтегазоносных комплекса, являющихся самостоятельными объектами поиска месторождений нефти и газа. Каждый из выделенных комплексов представляет собой относительно автономную систему, включающую резервуары и флюидоупоры, характеризуется своеобразными особенностями строения, условий формирования и типами нефтегазоперспективных объектов [31].

ПК - нефтегазоносные комплексы, включающие отложения аптальба-сеномана покурской свиты (рис. 2.3).

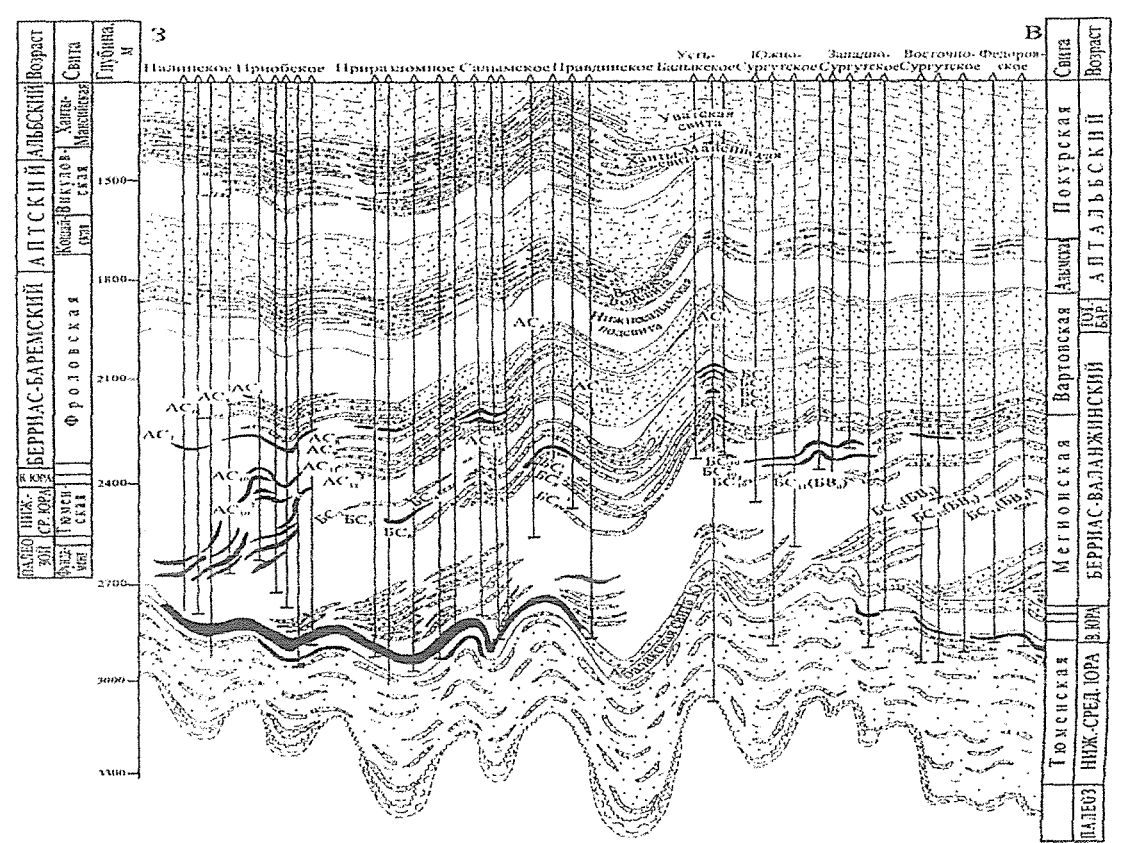


Рис. 2.3. Схема индексации пластов Западно-Сибирской провинции

Доюрский нефтегазоносный комплекс. В породах складчатого основания Западно-Сибирской плиты выделено несколько десятков нефтяных скоплений, в том числе и достаточно крупных. Основные проблемы при поисках таких залежей связаны с вопросами формирования коллекторских свойств, типами перспективных ловушек и источниками углеводородов. В подавляющем большинстве случаев породы фундамента являются метаморфизованными разностями, полностью утратившими свои первичные емкостно-фильтрационные свойства. Появление вторичных коллекторов в них связывается с процессами – трещинообразованием, поверхностным выветриванием и гидротермальной переработкой. Резервуары имеют

линзовидный характер. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают выветрелые породы с большим содержанием кварца – гранитоиды, кварциты, некоторые плагиогнейсы и филлиты, а из слабометаморфизованных – песчано-глинистые сланцы, песчаники и гравелиты. Высокодебитные притоки газа получены из верхней трещиновато-кавернозной части среднепалеозойского комплекса Новопортовского месторождения. Во всех этих районах преобладает трещинно-кавернозный тип коллектора. Палеозойский комплекс в стратиграфическом интервале от ордовика до карбона в настоящее время характеризуется очень слабой изученностью.

Нефтегазоносный комплекс зоны контакта (НГГЗК). Комплекс продуктивен на юго-востоке провинции, в пределах Нюрольской впадины. Залежи УВ приурочены к эрозионно-тектоническим выступам доюрского основания и связаны со сложнопостроенными литологически-, тектонически- и стратиграфически-экранированными ловушками. Литологически залежи приурочены к рифогенным постройкам, доломитизированным известнякам и кремнисто-глинистым породам, открытая пористость которых достигает 8-9 %, проницаемость 6,5-10-15 мД. Роль флюидоупоров выполняют глинистые и углисто-глинистые пачки нижне-среднеюрского возраста, которые с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают породы доюрского основания. По типу залежи, преимущественно, пластовые и массивные. На севере высокодебитные притоки газа получены из верхней трещиновато-кавернозной части среднепалеозойского комплекса.

Триасовый перспективный комплекс (тампейская серия среднего и верхнего отделов) выделяется только на севере провинции, где его мощность по геофизическим данным может достигать 4-6 км. Комплекс сложен аллювиальными, озерными, дельтовыми и прибрежно-морскими отложениями и по составу он делится на две части: нижнюю, песчано-глинистую и верхнюю преимущественно глинистую. Промышленная нефтегазоносность триасового комплекса пока не установлена.

Геттанг-раннетоарский нефтегазоносный комплекс. В пределах Ямало-Тазовской синеклизы развиты чередующиеся прибрежно-морские и озерно-аллювиальные песчано-глинистые субугленосные и мелководно-морские, преимущественно аргиллитовые отложения большехетской серии (нефть получена на Новопортовском, газоконденсат на Бованенковском месторождениях). На территории Обской антеклизы и погруженных частей прибортового пояса комплекс представлен мелко-ритмичным чередованием линзовидных пластов песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей. Максимальная нефтегазоносность данного НГК отмечена на западе бассейна (Красноленинский, Шаимский мегавалы). Продуктивны также пласты на Сургутском своде, в Нюрольской и Юганской впадинах.

На территории Томской области промышленных залежей углеводородов в геттанг-раннетоарских отложениях не найдено. Непромышленные притоки нефти и газа получены при испытании песчаных горизонтов на Приколтогорской, Урманской, Толпаровской, Колпашевской и Крыловской площадях. Дебиты нефти на различных динамических уровнях составили 0,55-2,4 м³/сут, газа - 0,1-7,30 тыс. м³/сут. Признаки углеводородов в керне выявлены в 9 скважинах (Пономаревская №2, Западно-Крыловская №№1,2; Крыловская №2, Чкаловская №3, Толпаровская

№№1, 2; Соболиная №172, Тунгольская №3). В двух скважинах (Западная №1, Вертолетная №362) в шлифах отмечено присутствие битума. Седиментация в течение ранней средней юры эволюционировала от континентальной в условиях довольно гористого рельефа в начале этапа, до условий прибрежных равнин, периодически заливаемых морем в его конце (рис. 2.4.).

В нижней части комплекса коллекторские горизонты связываются с седиментационными телами речных палеоврезов и пролювиальными конусами. Продуктивные горизонты развиты во впадинных частях и отсутствуют на сводах поднятий (т.н. шеркалинский тип разреза).

Позднетоар-ааленский нефтегазоперспективный комплекс. Нефтегазопроявления в отложениях позднего тоара - аалена выявлены на исследуемой территории более чем в 60 скважинах. Наибольшая часть скважин, в которых в позднетоар-ааленских отложениях присутствуют признаки нефти, сосредоточена в Нюрольской мегавпадине. Здесь нефтепроявления в керне отмечены в 27 скважинах, при испытании - в 15 скважинах. Промышленный приток нефти получен в зоне выклинивания песчаных пластов на Фестивальной площади. Признаки нефтегазонасности отмечены также в Колтогорском мезопрогибе и в Усть-Тымской мегавпадине.

Байос-батский нефтегазоперспективный комплекс. По результатам испытаний байос-батских песчаных пластов непромышленные притоки нефти, а также нефтепроявления выявлены практически по всему байос-батскому разрезу. В пределах Западно-Сибирской провинции выявлено около 55 залежей УВ. Большинство из них литологические и стратиграфически-экранированные. В Томской области промышленные залежи углеводородов открыты на 16 площадях. Большая часть промышленных запасов углеводородов связана с верхней частью батского разреза, где открыты нефтяные, газовые и газоконденсатные залежи на Нижнетабганской, Казанской, Калиновой, Западно-Лугинецкой, Кулгинской, Северо-Ютымской, Смоляной, Герасимовской, Верхнесалатской, Северо-Калиновой и Мыльджинской площадях. В песчаных горизонтах байоса значительных скоплений углеводородов меньше. Промышленные притоки нефти и газа получены на Калиновой, Северо-Калиновой, Герасимовской и Вартовской площадях.

Келловей-оксфордский продуктивный комплекс пород является основным нефтегазоперспективным комплексом на юго-востоке Западной Сибири (Томская область). В отложениях горизонта Ю-I открыто более 60-ти месторождений нефти и газа, причем все они в той или иной мере связаны с антиклинальными структурами. На юго-востоке провинции этот комплекс сложен прибрежно-континентальными алевроито-песчаными осадками. Мощность его 50-100 м. К этому комплексу приурочены многочисленные залежи нефти и газа (Шаимский, Березовский др.). Преобладающий тип залежей пластовый литологический экранированный. Коллекторские горизонты данного комплекса в основном связываются с позднекелловейско-оксфордско-раннекиммериджской регрессивной серией (верхневасюганская подсвита), когда накапливались мелководно- и прибрежно-морские песчано-глинистые отложения (рис. 2.5.).

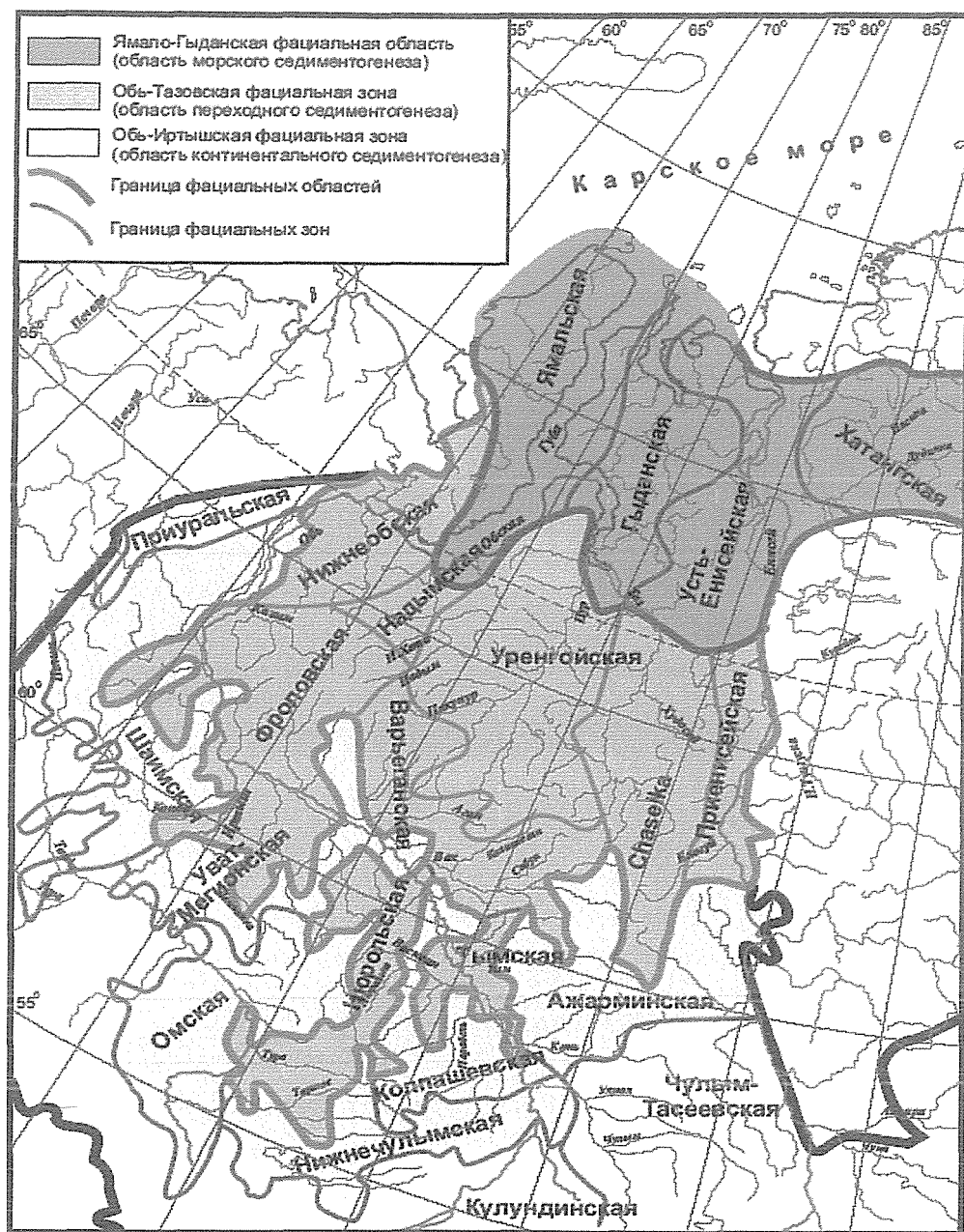
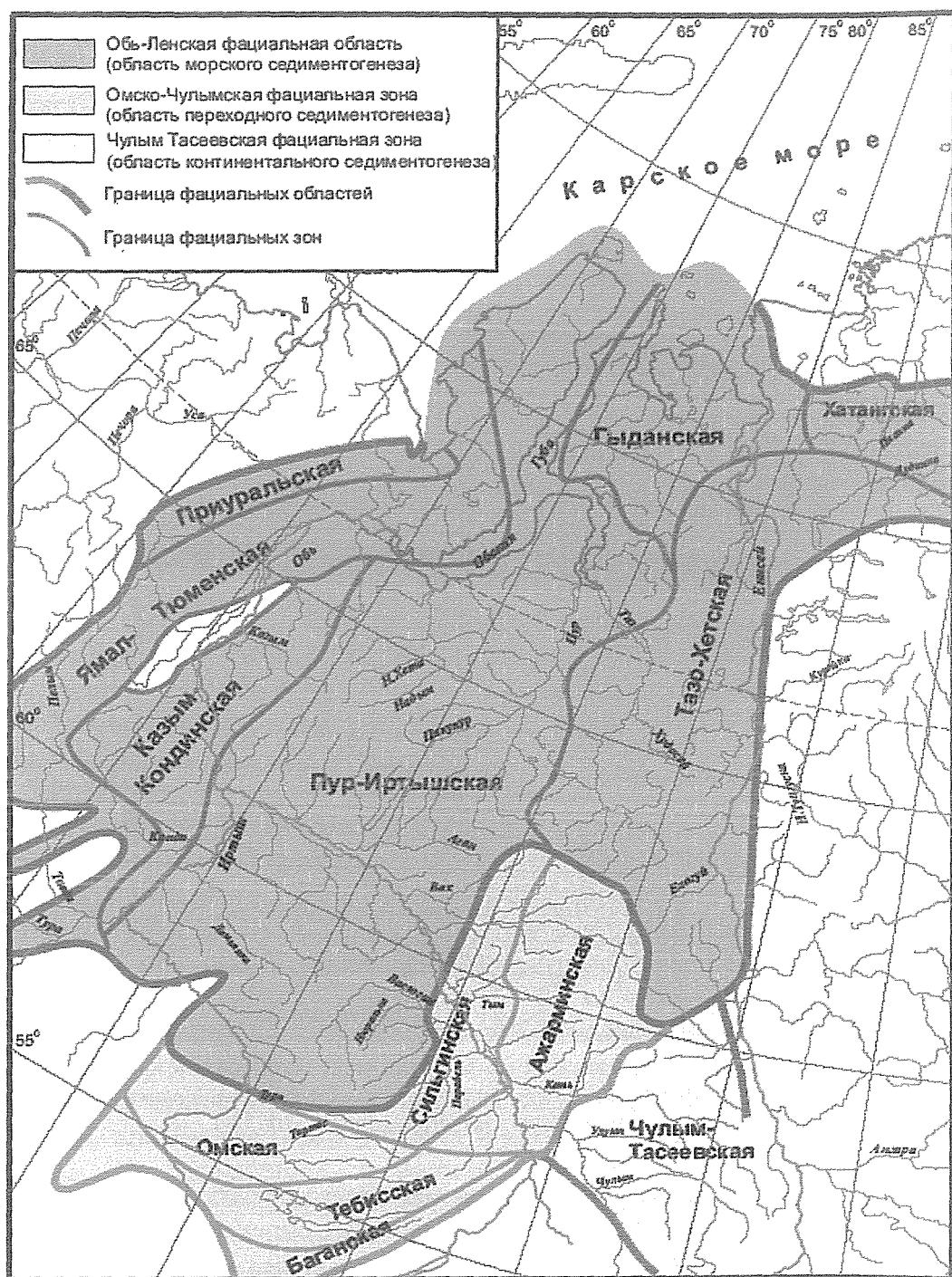


Рис. 2.4. Схема фациального районирования нижней и средней тур (без келловей) Западной Сибири (по Шурыгину, 2003 г.)

Наиболее емкая и проницаемая часть подсвиты находится в ее верхней половине (пласт Ю₁¹). На территориях крупных синеклиз западной и северной частей бассейна верхневасюганская подсвита (как и нижняя) представлена преимущественно глинистой толщей, возможно некомпенсированного прогибания. В западных частях бассейна (Шаимский и Березовский НГР) верхнеюрско-валанжинские отложения образуют зональный комплекс (вогулкинская толща), распространенный вокруг еще сохранившихся здесь к этому времени островных выступов фундамента. Региональной покрывкой данного комплекса служат темно-серые, иногда черные



На юго-востоке Западной Сибири это основной продуктивный комплекс, представленный регионально-развитым горизонтом Ю-I, являющимся резервуаром для залежей углеводородов, и перекрывающей его глинисто-кремнистой баженовской свитой, выполняющей роль основного источника углеводородов, являющейся региональной покрывкой. В Томской области в отложениях горизонта Ю-I открыто более 60-ти месторождений нефти и газа, связанных преимущественно с антиклинальными структурами.

Наличие в разрезе верхней юры исследуемой территории регионально-развитого горизонта Ю-I, являющегося резервуаром для залежей углеводородов и перекрывающих его, углеродистых глинисто-кремнистых пород баженовской свиты, выполняющих с одной стороны роль основного источника углеводородов, с другой - региональной покрывки, создали исключительно благоприятные предпосылки для формирования месторождений нефти и газа.

В составе волжско-неокомских отложений центральных областей Западной Сибири можно выделить:

баженовскую формацию битуминозных аргиллитов волжско-готеривского возраста (финально-трансгрессивные отложения на значительной территории ЗСП);

мегионскую или усть-балыкскую клиноформную берриас-готеривского возраста (формирование в глубоководных условиях сложного клиноформного комплекса);

вартовскую зеленоцветно-сероцветную готерив-барремского возраста (финально-регрессивная фаза окончательного заполнения бассейна седиментации осадками);

Кимеридж-волжский-нижеберриасский комплекс представлен толщей относительно глубоководных битуминозных глин баженовской свиты мощностью 20-50 м и содержит пластовые, литологически экранированные залежи. Коллекторы представлены листоватыми глинами, залегающими в виде линз высотой от 0,2 м до 30 м в толще слабопроницаемых и непроницаемых глинистых пород. Эти отложения называются баженидами. Комплекс наиболее продуктивен в центральных частях Западно-Сибирской провинции и в Тамбейском районе Ямала. При этом содержание органического углерода в аргиллитах достигает 10-14%. Нефть содержится в трещиноватых, тонкослоистых аргиллитах под давлением, значительно превосходящим гидростатическое (примерно в 1,5 раз). Отложения волжского яруса, в некоторых районах – вместе с нижеберриасским подъярусом характеризуют максимальную морскую трансгрессию, сопровождавшуюся углублением моря до 500-700 м в центральной части бассейна, пенепленизацией областей окружающей суши и некомпенсированным прогибанием. Ресурсы нефти в баженовском комплексе условно оцениваются в объеме около 9% общего нефтяного потенциала Западной Сибири.

Неокомский нефтегазоносный комплекс. Из неокомских отложений Среднеобской НГО извлечено более 95% западносибирской нефти, при том, что доля его в разведанных запасах составляет около 60%. Толща пород неокомского возраста разделяется региональными глинистыми покрывками на несколько само-

стоятельных комплексов. Основные продуктивные горизонты связаны с прибрежно-морскими отложениями верхнемегионской подсвиты, вартовской свиты (нефть), новопортовской и танопчинской свит (газ), а также склоновыми отложениями ачимовской толщи. Индексы нефтегазоносных пластов Б (верхний берриас-нижний готерив), А (верхний готерив-баррем), газоносных НП, БН и ТП (готерив-баррем).

Общая толщина комплекса составляет 250 - 900 м, глубина залегания в центральных районах 1500 - 2200 м, на севере 1700 - 3000 м. С комплексом связаны крупнейшие залежи Самотлорского, Федоровского, Мамонтовского, Западно-Сургутского, Варьеганского и др. месторождений. В северных районах провинции возрастает роль комплекса в ресурсах газа (Уренгойское, Ямбургское, Бованенковское и др. месторождения). Большинство открытых месторождений приурочено к ловушкам структурного типа, также усиливаются работы по исследованию литологических и структурно-литологических ловушек. С неокомским комплексом связаны крупнейшие перспективы подготовки запасов нефти, в меньшей степени газа,

На юго-востоке Западной Сибири в отложениях неокома отмечено 12 нефтегазопоявлений и непромышленных притоков углеводородов. Промышленные притоки нефти и, реже, газа получены на Советском, Столбовом, Аленкинском, Северном, Южно-Черемшанском, Мыльджинском, Южно-Мыльджинском, Гуралинском, Соболином месторождениях.

Берриас-валанжинский (ачимовский) комплекс представляет собой толщу ачимовских пластов песчано-алевритового состава, распространенных по всей территории провинции, за исключением самых западных и восточных районов. Комплекс характеризуется первичным косослоистым строением. Известковистые песчаники и алевриты образуют невыдержанные отдельные линзы в нижней части ахской, куломзинской, мегионской и фроловской свит; мощностью 10 – 450 м. Комплекс промышленно нефтеносен в пределах Васюганской и Среднеобской областей; пласты с индексом АЧ. Коллекторские толщи песчаников ачимовской толщи изменяются в зависимости от типа цемента (глинистого, карбонатного, пленочного, базального) – пористость от 4 до 12%, проницаемость 5-40 мД. Глубина залегания комплекса в центральных районах мегапровинции 2600 - 3200 м. к северу она возрастает до 3800 м, что сопровождается развитием в северных районах АВПД. С ним связаны крупные залежи нефти Аганского, Быстринского, Тагринского, Мало-Балыкского месторождений, газа и конденсата - Уренгойского и др. месторождений. Доля комплекса в ресурсах нефти Западной Сибири составляет 9%, газа - 5%,

Валанжин-готеривский комплекс формировался в условиях начинающейся регрессии морского бассейна. Он представлен чередованием песчаных и глинистых пластов в центральных и северных районах, мощность его до 1000 м. К этому комплексу приурочены основные продуктивные горизонты, содержащие нефтяные залежи в Сургутском, Нижневартовском и др. р-нах.

Аптский (апт-нижнеальбский) продуктивный комплекс имеет наименьшую площадь распространения на материковой части провинции и развит преимущественно в ее северной и северо-западной части. Породы комплекса формировались в обстановке дальнейшего развития регрессии бассейна. Комплекс

представлен мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов, глин, угля, перекрыт толщей альбских глин. Глубина залегания комплекса 1000 - 2000 м, толщина разреза до 450 м. Аптский НГК является преимущественно газоносным, основные ресурсы приходятся на п-ов Ямал, Прослежен в акватории Карского моря. Здесь с ним связаны газовые месторождения Русановское и Ленинградское. Доля аптского комплекса в ресурсах газа Западной Сибири составляет около 10 %.

Апт-сеноманский продуктивный комплекс на большей части провинции представлен единой толщей алевроито-песчаных пород. Общая мощность комплекса 500-1200 м. К этому комплексу приурочено большинство, в том числе и гигантских, газовых месторождений северной части бассейна. В области развития нижнеальбской (нижняя часть ханты-мансийской свиты) глинистой покрывки (западная часть бассейна) данный комплекс разделяется на два – аптский и верхнеальб-сеноманский. За пределами нижнеальбского флюидоупора апт-сеноманские отложения образуют единую, почти километровую алевроито-песчаную толщу (покурская свита). В этой толще основные скопления газа встречаются в основном в ее кровле, т.е. в сеноманских песках. Пески покурской свиты мелко-среднезернистые, реже – крупнозернистые, подчиненное значение имеют алевроиты и алевроитовые глины, прослои которых не превышают 2-3 м. Открытая пористость 25-30%, проницаемость до 5-7 Да. Региональной покрывкой для апт-сеномана является турон-сенонский глинистый флюидоупор. Преобладающий тип залежей в НГК – массивный. Комплекс характеризуется преимущественной газоносностью и содержит 60% разведанных запасов газа Западной Сибири.

Турон-сенонский ГК имеет ограниченное распространение в северных и северо-восточных районах провинции и представляет собой нижнюю часть мощной верхнемеловой толщей. В ряде р-нов среди глинистых отложений появляются алевроито-песчаные пласты и пачки. Комплекс залегает на глубине около 1000 м. имеет общую мощность 100-150 м. Доля комплекса в ресурсах газа Западной Сибири составляет 2%.

Нефтегазоматеринские толщи

Большинством исследователей в качестве главной материнской формации, признана баженовская свита. По мнению А.Э.Конторовича (1988) свыше 80% от общей массы геологических ресурсов нефти является продуктом генерации в ее породах. Уникальность генерационного потенциала свиты объясняется очень высокой обогащенностью органикой сапропелевого типа (Сорг до 25-27%) и тем, что на преобладающей площади своего распространения она находится в пределах ГЗН [23; 31; 32].

Другой доказанной нефтематеринской толщей, как для центральных, так северных и южных (в том числе Томской области) районов бассейна являются региональные глинистые толщи нижней-средней юры. На генезис этих толщ существует две точки зрения. По первой они отлагались в обширных озерных водоемах, периодически сообщавшихся с морем, по другой – сформировались благодаря глобальным эвстатическим процессам – высокому уровню стояния Мирового океана.

Глинистые пачки неокома также, по всей видимости, участвовали в генерационном процессе, особенно в западных и северных частях бассейна, однако термобарическое воздействие на них было в значительной мере более мягким.

Отмечается общая тенденция уменьшения содержания в породах органического углерода и битумоидов от западной части центральной области к периферии и, в меньшей степени к северу.

Нефтегазоносные области и районы

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Западной Сибири, составленной специалистами научных и производственных геологических предприятий (Конторович, Нестеров, Салманов и др., 1975; Иванов и др., 1995) и уточненной в 1997 - 1999 гг., в пределах суши провинции выделено десять нефтегазоносных областей (НГО): Приуральская, Фроловская, Среднеобская, Каймысовская, Васюганская, Пайдугинская, Ямальская, Гыданская, Пур-Тазовская и Надым-Пурская. Основным принципом НГТР является структурный принцип, при котором используются два критерия: *структурный план*, наличие крупных (первого и второго порядков) поднятий и *этаж продуктивности*. Границы НГО проводятся по осям наиболее глубоких впадин, с тем, чтобы каждый НГР контролировался сводом или мегавалом. Для нижне-среднеюрского комплекса границы НГО и НГР предлагается проводить по осевым линиям крупных поднятий.

Приуральская нефтегазоносная область

Область расположена в западной части плиты, восточнее приуральской области и занимает площадь 114 тыс. км² (рис. 2.6.).

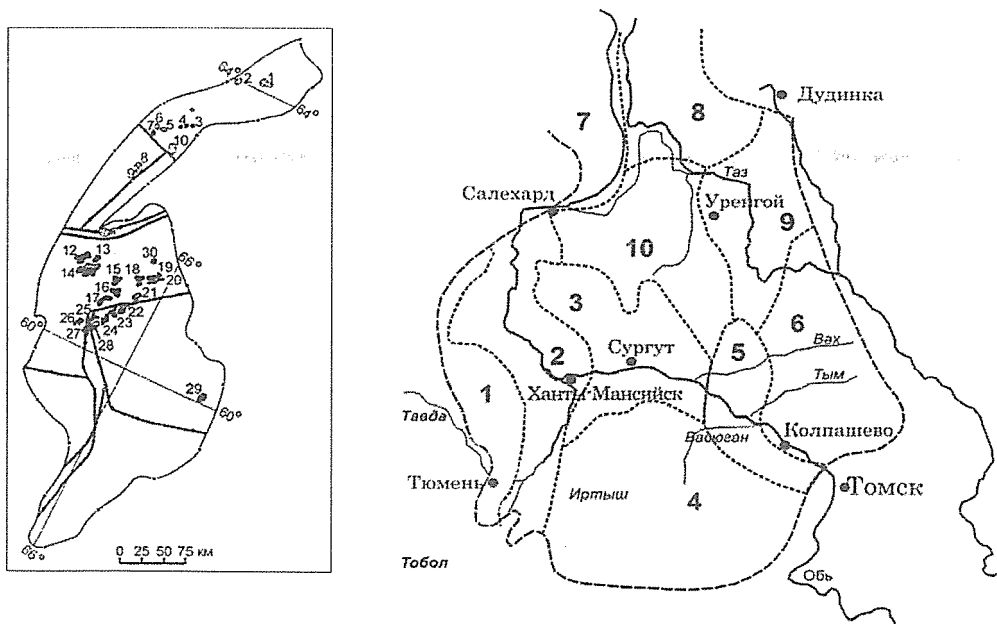


Рис. 2.6. Приуральская НГО и группа месторождений Шаимского мегавала

В ее пределах выделяют Шаимский мегавал, 9 валов, 5 куполовидных поднятий и 2 структурных носа. Основным продуктивным комплексом являются отложения юры. Промышленно нефтегазоносны нижне-среднеюрский и васюганский комплексы. Меловые отложения имеют незначительные перспективы. Подчиненное значение имеет палеозойский комплекс. В пределах области выделяют: Шаимский НГР и Березовский ГР.

Березовский ГР охватывает Малососьвинский, Ханлазинский Игримский, Чуэльский, Алясовский, Тегинский, Айвортюганский валы и Шухтунгортское куполовидное поднятие.

Шаимский НГР охватывает одноименный мегавал, Эсский, Иусский валы, Арангурское, Тугровское, Верхнекондинское куполовидные поднятия.

Большинство залежей в пределах области относится к литолого-стратиграфическим типам, что обусловлено характером седиментации юрского времени. Южная перспективная часть области включает Андриюшинское куполовидное поднятие, Большетапский и Леушинский структурные носы и по прогнозной оценке, связанной с юрским комплексом, относится к землям с низкими перспективами. Открыто 40 мелких и средних по запасам месторождений, связанных с комбинированными и литологическими ловушками (Березовское, Мортымья-Тетеревское, Пунгинское и др.).

Общий объем потенциальных ресурсов области невелик по сравнению с другими областями и составляет менее 1% ресурсов мегапровинции.

В средней юре территория Шаимского мегавала представляла собой возвышенную сушу, изрезанную реками в пойменной части которых накапливались преимущественно песчаные пролювиально-аллювиальные отложения.

За пределами мегавала и более мелких выступов фундаменты отложились песчано-алеврито-глинистая субугленосная толща тюменской свиты – основной генератор нефти и газа данной области. В нижней части юрского разреза НГО преобладают т.н. «шнурковые» залежи, в верхней – кольцевые, приуроченные к крыльям палеоподнятий с «лысыми» сводами. Часто наряду с продуктивными горизонтами вогулгинской толщи и тюменской свиты притоки УВ получены и из коры выветривания фундамента.

Мортымья-Тетеревское нефтяное месторождение (рис. 2.7.) открыто в 1961 г., разрабатывается с 1966 г. Приурочено к Шаимскому мегавалу. Связано с крупным поднятием, состоящим из двух структур - Мортымьинской и Тетеревской. Мортымьинская структура осложнена четырьмя более мелкими куполовидными складками. Брахиантиклинальные складки имеют в плане довольно сложные очертания, характеризуются пологими углами падения пород на крыльях (не более 1-3°) и амплитудами 50- 60 м. В строении складки принимают участие юрские, меловые и палеоген-четвертичные отложения. Фундамент вскрывается, на глубинах 1450- 1650 м. Широко распространены образования коры выветривания, мощностью до 55м, отсутствующие в пределах сводовых частей структур. На месторождении в пределах одноименных складок находится единая нефтяная залежь с общим контуром нефтеносности. Промышленная нефтеносность связана с вогул-

кинской пачкой верхней юры, представленной песчаниками, хорошо отсортированными в нижней части, с прослоями известняка и гравелитов в верхней.

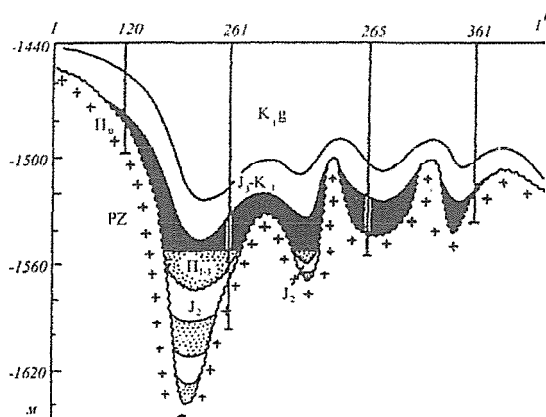


Рис.2.7. Геологический профиль Мортвы-Тетеревского нефтяного месторождения.

Продуктивные отложения развиты лишь на склонах поднятий и отсутствуют в их сводовой и присводовой частях. Нефтяные залежи - пластового литолого-стратиграфического типа. Эффективная мощность горизонта изменяется от нуля до 40 м. Пористость песчаников 11-30 %, средняя пористость 21 %, и средняя проницаемость. Глубины залежаний залежей 1440-1670 м. При испытании скважин начальные дебиты нефти достигали 350 м³/сут. Пластовые давления 15 МПа.

Фроловская нефтегазоносная область

Область расположена в центральной части плиты, восточнее Приуральской НГО (рис. 2.8.).

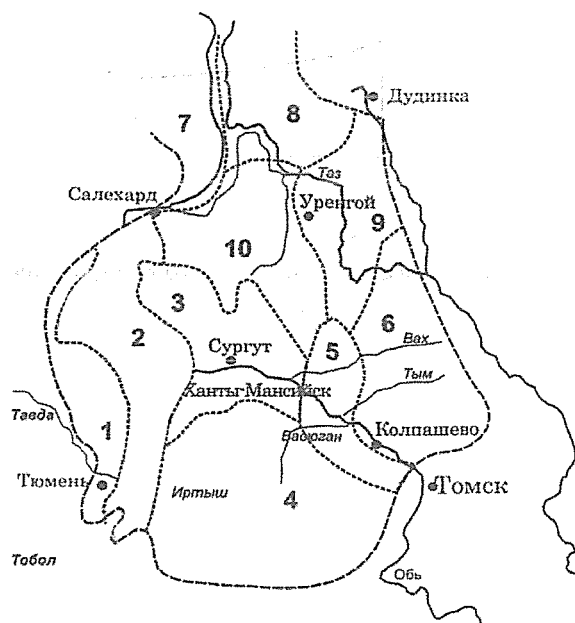
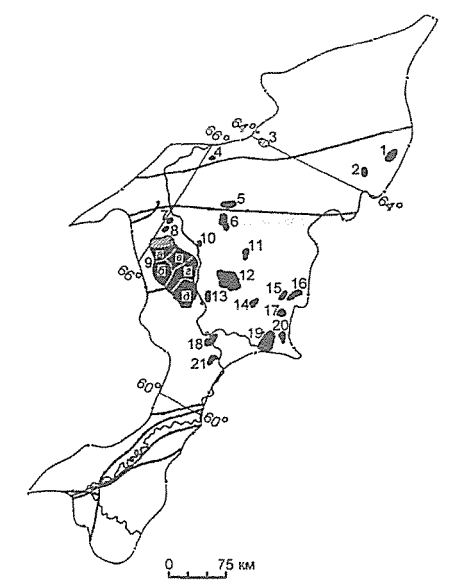


Рис. 2.8. Фроловская нефтегазоносная область

Большей своей частью она находится в пределах Мансийской синеклизы, осложненной по периферии Красноленинским сводом, Ярудейским мегавалом и другими более мелкими положительными структурами.

Основной продуктивный комплекс – юрский (преимущественно нефтеносный). В нем подготовлены все разведанные запасы нефти этой области. Наличие резервуаров в отложениях готерива-баррема предполагается лишь в северной и крайней западной частях области, но коллектора обладают низкими коллекторскими свойствами.

В области выделяется один нефтегазоносный район – Красноленинский, охватывающий одноименный крупный по площади, слабоконтрастный свод.

Ярудейский мегавал, значительная часть Надымской впадины относятся к северо-восточной перспективной территории.

Перспективна территория Ханты-Мансийской впадины, расположенная южнее Красноленинского свода. Основная прогнозная оценка связывается с неокомом. Основной продуктивный комплекс – юрский, преимущественно нефтеносный.

Неокомские комплексы продуктивны на территории области не повсеместно. Наличие резервуаров в готерив-барреме предполагается только в северной и западных частях области. В аптских отложениях залежи отсутствуют. Коллекторские свойства – низкие. Предполагается, что запасы нефти в неокоме содержатся в оторочках. Крупнейшим является Талинское нефтяное месторождение.

Талинское нефтяное месторождение (рис.2.9) Расположено в пределах Красноленинского свода, осложненного большим числом локальных поднятий - Ем-Еговским, Пальяновским, Каменным и др. Месторождение сложное по строению и не является единым по разным нефтегазоносным комплексам. Большинство локальных структур имеет самостоятельный этаж нефтеносности и фактически являются отдельными месторождениями. В единое Красноленинское месторождение их объединяет массивная залежь пластов

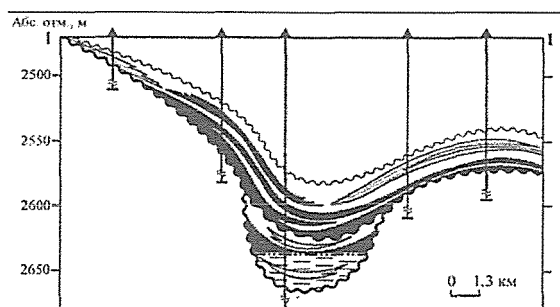
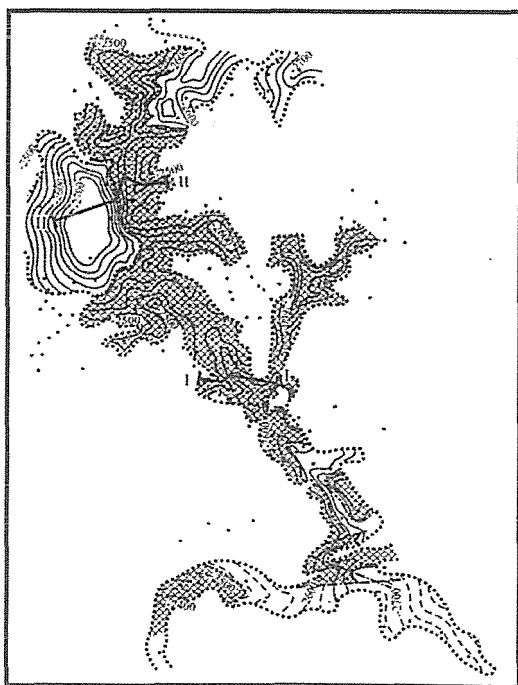


Рис. 2.9. Структурная карта и геологический разрез Талинского нефтяного месторождения

нижней – средней юры ($ЮК_{11}$ и $ЮК_{10}$). Месторождение объединяет 9 площадей. Крупнейшая из них - Талинская площадь расположена в западной части Красноленинского свода. Основные структурные элементы - Талинская и Южно-Талинская антиклинальные складки, разделенные прогибом широтного простирания. Размеры Талинской складки по изогипсе -2525 м (кровля базеновской свиты, горизонт Б) 14х6 км, амплитуда 40 м, Южно-Талинской складки - 14х9,5 км, амплитуда 120 м.

Промышленная нефтеносность установлена на глубине 1462-2800 м в нижнемеловых (викуловская свита), среднеюрских (тюменская свита), нижнеюрских (шеркалинский горизонт, пласты $ЮК_{10}$, $ЮК_{11}$) отложениях. Основная часть запасов нефти содержится в пластах $ЮК_{10}$, $ЮК_{11}$, к которым приурочены экранированные залежи «шнуркового» типа субмеридионального простирания.

Основные залежи (пласты $ЮК_{10}$ и $ЮК_{11}$ тюменской свиты) залегают в каньонообразном прогибе фундамента и сложены в основании конгломератобрекчиевыми породами. Толщина каждого из пластов составляет 30-50 м, коллектора характеризуются частыми и резкими изменениями пористости и проницаемости, а также дебитов. Рукавообразная по морфологии залежь протягивается вдоль западного склона Красноленинского свода на десятки километров.

С севера залежи ограничены ВНК -2580-2590 м, контакты погружаются в южном направлении до -(2608-2634 м) и -2702 м (Южно-Талинская площадь). Начальные дебиты - $165 \text{ м}^3/\text{сут}$ ($ЮК_{11}$) - $173 \text{ м}^3/\text{сут}$ ($ЮК_{10}$).

Каймысовская нефтегазоносная область

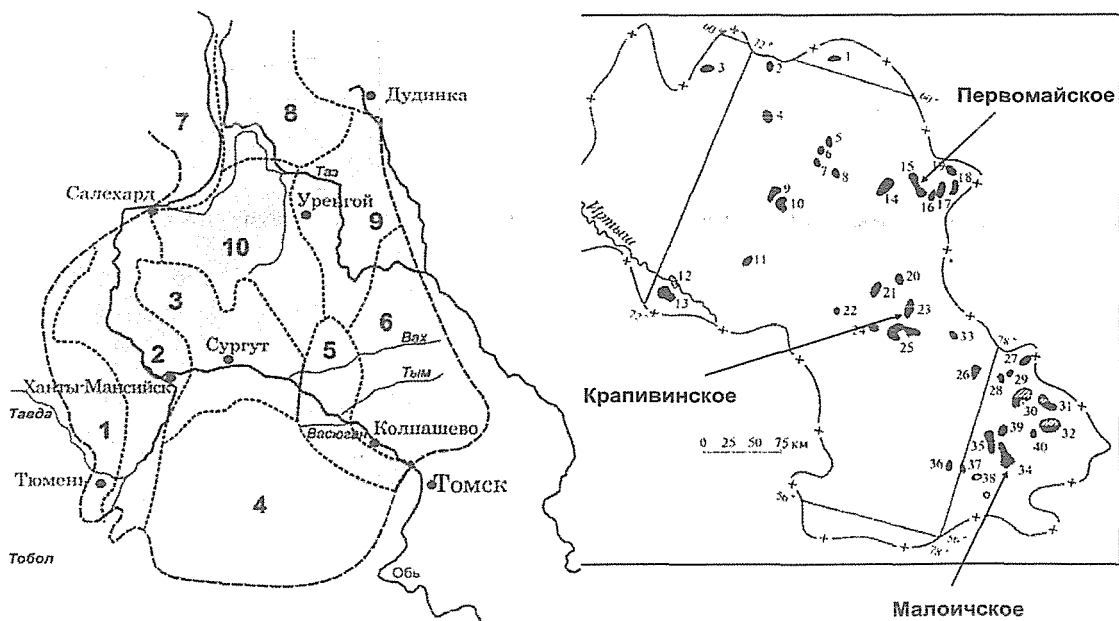


Рис. 2.10. Каймысовская нефтегазоносная область и расположение крупнейших месторождений УВ

Каймысовская нефтегазоносная область занимает площадь около 140 тыс. км², включает Демьянский, Каймысовский, Межовский своды и лежащие между ними депрессии. В пределах области выявлено около 50 месторождений, связанных в основном с ловушками антиклинального типа горизонта Ю-I (рис. 2.10). Месторождения Крапивинское, Первомайское, Игольско-Таловое являются крупнейшими по запасам.

Большинство залежей нефтяные. Основные продуктивные отложения приурочены к юре и, в меньшей степени к нижней части неокома.

Крапивинское нефтяное месторождение. Поисковое бурение на площади было начато в 1969 г. Скважины первооткрывательницы, согласно антиклинальной теории, были заложены в наиболее приподнятой присводовой части структуры. Выявленные песчаные пласты горизонта Ю-I дали низкодебитные, непромышленные притоки нефти с пластовой водой. Возобновление бурения в 1984 г. привело к открытию Крапивинского нефтяного месторождения.

В тектоническом плане приурочено к двум структурам III порядка – Крапивинской и Западно-Крапивинской, осложняющим юго-западную часть Моисеевского куполовидного поднятия, расположенного в южной части Каймысовского свода.

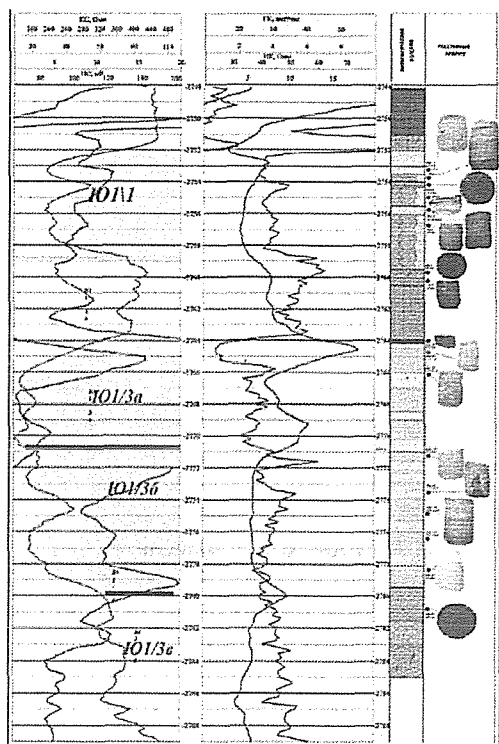


Рис. 2.11. Литолого-геофизический разрез келловей-верхнеюрских отложений васюганской свиты по скв. 187 Крапивинской площади

Комплекс пород верхнеюрского возраста, выделяемый в объеме верхневасюганской подсвиты (горизонт Ю1), является основным объектом разработки. Для него характерно сложное геологическое строение, выражающееся в значительной пространственной неоднородности продуктивных пластов и большой степени изменчивости фильтрационно-емкостных свойств песчаных резервуаров. Общая мощность горизонта по площади варьирует в пределах от 20 – 30 м, эффективная – 15 – 24 м.

Внутри горизонта Ю-1 выделяются: пласт Ю₁¹ (надугольная толща), межугольная толща) и основной продуктивный пласт Ю₁³ (подугольная толща) (рис. 2.11.).

Последний имеет покровный характер развития и прослеживается на обширной территории юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. По своей гранулометрической структуре он относится к песчанкам регрессивного типа, где отмечается закономерное увеличение зерни-

стости обломочного материала от подошвы резервуара к его кровле. Для пласта характерна значительная дифференциация проницаемости по разрезу – при общей тенденции улучшения коллекторских свойств вверх по разрезу для близлежащих интервалов отбора керна значения проницаемости могут отличаться в

десятки и даже сотни раз. В результате пробной эксплуатации в 32 скважинах отмечено, что пласт Ю₁³ наиболее продуктивен в своей верхней части (индексируемой как пачка Ю₁³а) (рис. 2.12).

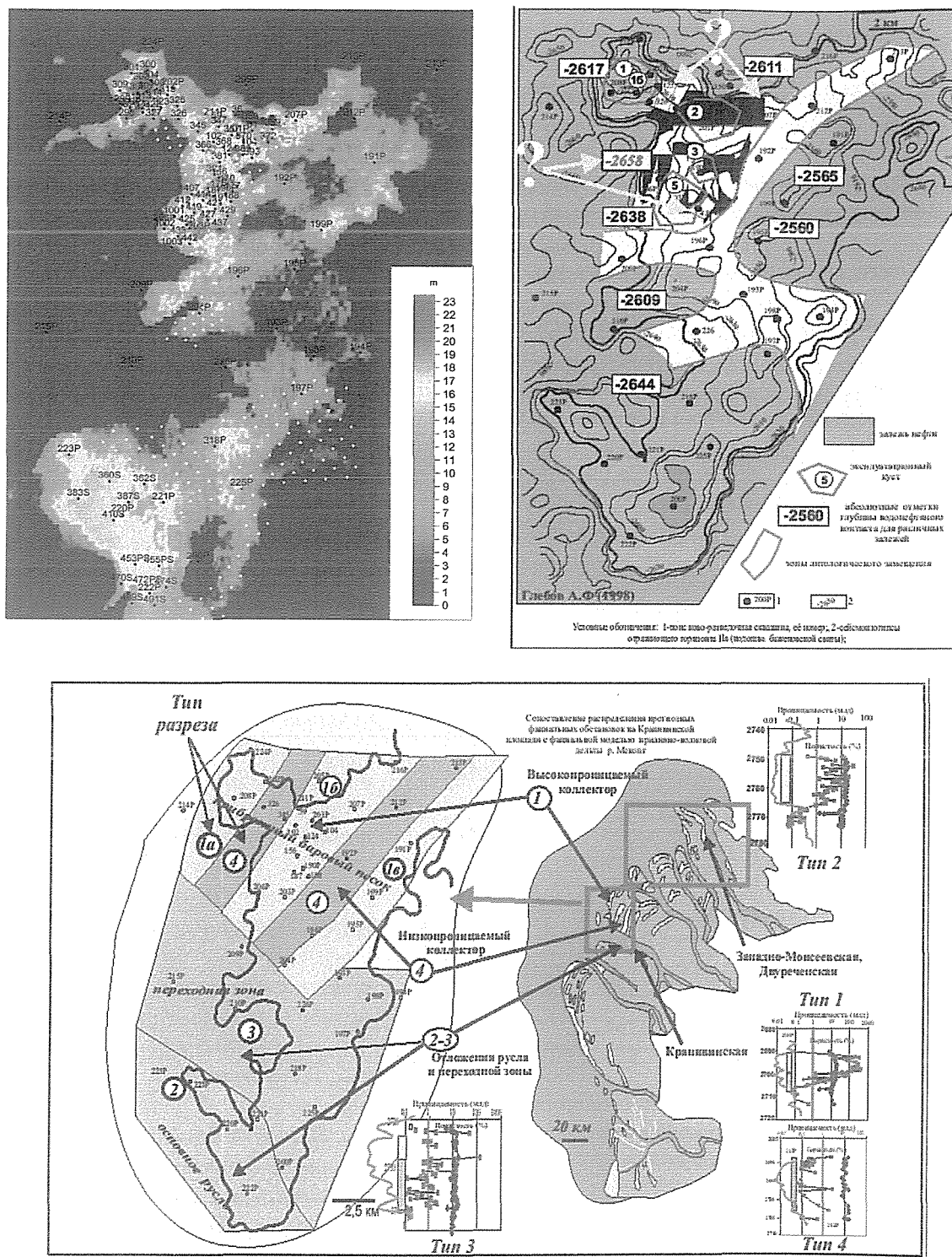


Рис. 2.12. Карта нефтенасыщенных толщин пласта Ю₁³, модель распространения нефтяных залежей пласта и фациальная интерпретация его строения (по В.Б. Белозерову, 2001г.)

Зона наибольшей продуктивности выделена лишь в пределах северной части месторождения.

Особенностями геологического строения залежей нефти пласта Ю1 Крапивинского месторождения являются: локальное их распределение в пределах латерально развитого (покровного) коллектора; значительная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств резервуара по разрезу и площади нефтеносных зон; резкое изменение по площади гипсометрического положения ВНК.

Для объяснений существующих различий в отметках ВНК по выделяемым залежам предлагались дизъюнктивно-блоковые, гидродинамические, «капиллярные» и литологические модели предполагающие различный генезис барьеров.

В настоящее время, технологическая схема разработки Крапивинского месторождения основана на литологической модели основного продуктивного пласта Ю₁³ (рис. 2.12).

Васюганская нефтегазоносная область

Васюганская нефтегазоносная область занимает площадь, равную 85 тыс. км², включает Александровский, Средневасюганский и Пудинский мегавалы. В области выявлено около 60 месторождений из них 2/3 нефтяные (40 месторождений), 13 - нефтегазоконденсатных и 7 - газоконденсатных. Среди наиболее крупных Мыльджинское, Лугинецкое, Вахское, Полуденное (рис. 2.13.).

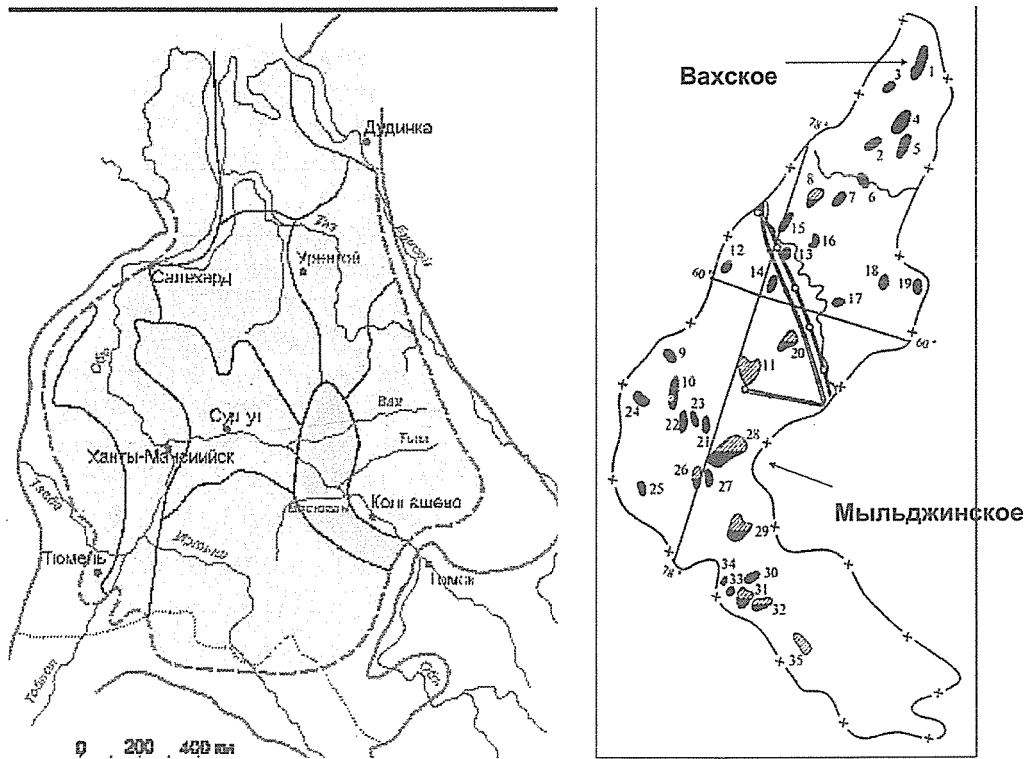


Рис.2.13 Васюганская нефтегазоносная область

В пределах области выделены следующие НГР: Александровский, Средне-васюганский, Пудинский, Межовско-Калгачский. Залежи УВ выявлены в верхней части палеозойских отложений (зона НГГЗК), средней, верхней юре и неокоме.

Основные продуктивные горизонты приурочены к юрским отложениям, перспективные горизонты находятся в нижней части неокома. В центральной и южной частях НГО основные запасы нефти находятся в оторочках. Основной тип залежей пластово-сводовый, перспективы новых открытий связываются с ловушками литологического и тектонического экранирования.

В центральной и южной частях НГО основные запасы нефти находятся в оторочках. Основной тип залежей пластово-сводовый, перспективы новых открытий связываются с ловушками литологического и тектонического экранирования.

Интерес в нефтегазоносном отношении верхней части палеозойских пород и отложений средней юры представляет Пудинский НГР.

Вахское нефтяное месторождение открыто в 1965 году, введено в разработку в 1976. Оно связано с группой структур (Вахская, Южно-, Восточно-, Северо-Вахская и Кошильская), объединенных в крупную (25х43) км брахиантиклинальную складку неправильной формы, осложняющую северную часть Криволукцкого вала, который находится в центральной части Александровского мегавала.

Структурный план является унаследованным от фундамента, залегающего на глубинах порядка 2,8 км. По северо-восточному склону структуры проходит региональный разлом – сброс амплитудой 35-40 м.

Продуктивная часть разреза связана с отложениями тюменской (пласты $Ю_2^1+2+3$) и наунакской свит (пласты $Ю_1^1+2+3$). Наибольшая часть начальных геологических запасов (более 65%) приходится на пласт $Ю_1^{2+3}$, 29% на пласт $Ю_1^1$ и 6% на пласт $Ю-2$. Коэффициенты извлечения по пласту $Ю_{12+3}$ оцениваются на разных площадях в 0,24-0,33, $Ю_1^1$ – 0,35-0,4, $Ю_2^1$ – 0,2.

Пласты группы $Ю_2$ нефтенасыщены главным образом на севере месторождения. Залежи сводовые и литологически ограниченные, их размеры составляют 2-6х0,5-7 км.

Залежи пластов группы $Ю_1$ пластово-сводовые, участками литологически ограниченные. ВНК залежей имеет сложную поверхность – в пределах месторождения его гипсометрическое положение может изменяться на 150-200м. (рис. 2.14.).

Формирование песчаных тел горизонта $Ю-I$ происходило в несколько стадий развития дельты, отмечаются фации дельтовых проток, русловых валов и баров.

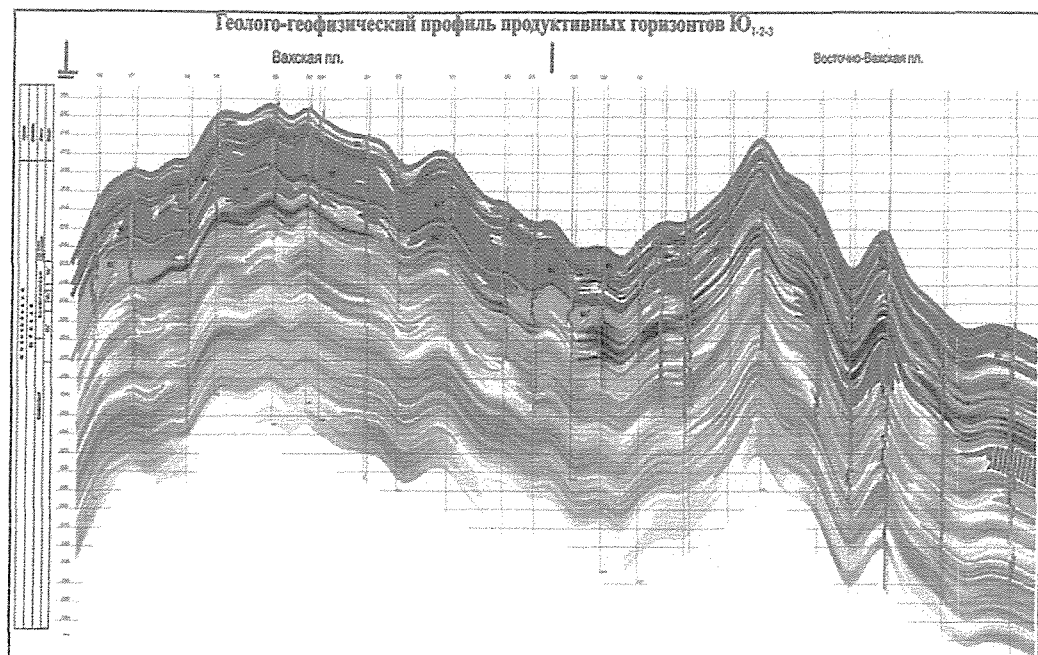


Рис.2.14. Геологический профиль Вахского нефтяного месторождения

Пайдугинская газонефтеносная область

Пайдугинская ГНО расположена на крайнем юго-востоке Западно-Сибирской плиты (рис. 2.15.).

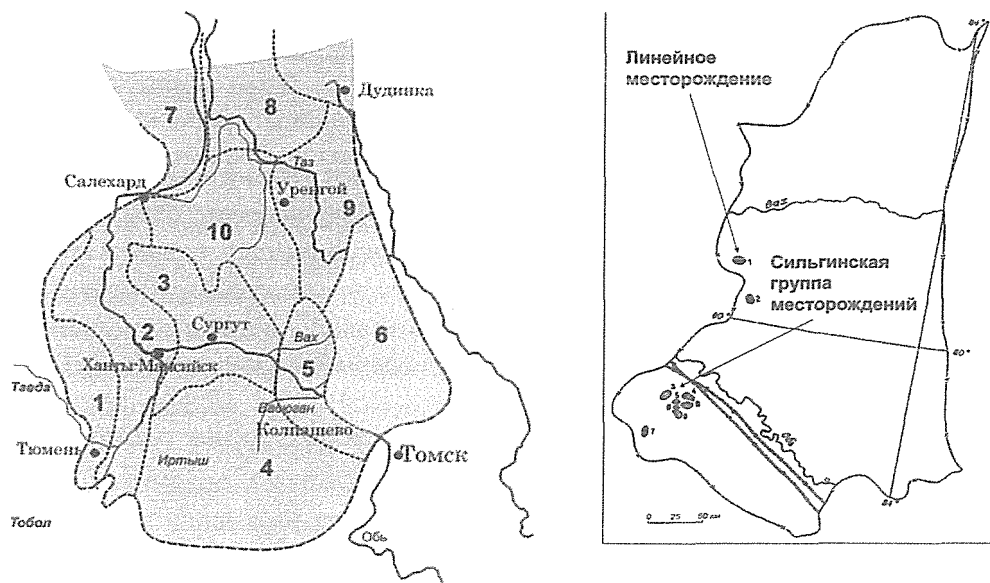


Рис. 2.15. Пайдугинская газонефтеносная область

Крупнейшими тектоническими элементами являются: Парабельский и Пыль-Караминский мегавалы, Владимирский свод и ряд структур II порядка. В юго-западной части области расположен Сильгинский газонефтеносный район; в северной части – Усть-Тымский нефтегазоносный. Остальная территория отнесена к бесперспективным территориям. В пределах области открыто 6 нефтяных месторождений: Чкаловское, Соболиное, Гураринское, Линейное, Киев-Еганское, Тунгольское. Газ с конденсатом в Сильгинской группе месторождений получен из пластов горизонта Ю-I. Нефтяные залежи связаны с верхнеюрскими баровыми постройками и неокомскими песчаниками, возможно клиноформенного строения. Дебиты нефти достигали 280 м³/сут.

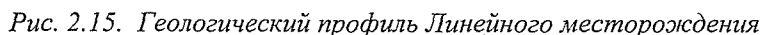
Для области характерно сильное опесчанивание разреза мезозоя и связанное с этим ухудшение качества покрышек.

Линейное месторождение - месторождение мелкое, с трудноизвлекаемыми запасами. Открыто в 1972 году, в настоящий момент не разрабатывается. На площади пробурено пять скважин – 1, 2, 3, 4, 5, из них только две скважины – 1 и 5 оказались в контуре залежи. Нефтегазоносность связана с регионально нефтегазоносным горизонтом Ю-I васюганской свиты. Промышленно нефтеносными являются пласты Ю₁¹ и Ю₁² верхневасюганской подсвиты.

Месторождение относится к Тунгольскому лицензионному участку, расположенному в пределах Усть-Тымского НГР. В тектоническом плане приурочено к зоне сочленения Александровского мегавала и крупнейшей депрессионной зоны - Усть-Тымской мегавпадины. Группа Линейных локальных поднятий представлена антиклинальной складкой субширотного простирания, которая осложнена четырьмя основными куполами, разделенными депрессионными зонами. Залежь нефти на Линейном месторождении контролируется структурно-литологическими факторами (рис. 2.16.).

Для пластов характерны литологическая неоднородность и нестабильность коллекторских свойств. Продуктивные песчаные пласты Ю₁¹⁻² прибрежно-морского генезиса имеют ограниченное распространение и представляют баровую песчаную постройку. Пласт Ю₁¹ получил более широкое развитие, вскрыт всеми скважинами на Линейном месторождении и представлен пляжевыми песчаниками, распространение которых контролируется зоной перехода от палеоподнятий к палеовпадинам.

В пределах структуры условный уровень ВНК принят на абсолютной отметке -2417м. Залежь пластово-сводового типа, литологически экранированная. Коллекторы представлены песчаниками светло-серыми, средне-крупнозернистыми, малоглинистыми, различной крепости, слюдистыми. В пяти скважинах пласты надугольной толщи вскрыты ниже уровня ВНК, при испытании из них получены притоки пластовой воды. Нефть залежи метаново-нафтеновая, с удельным весом 0.813г/см³. Содержание парафина составляет 8.7%, серы – 0.1%.



84

литологических залежей. Юрский продуктивный комплекс преимущественно нефтеносный. Выделяют Южно-Сургутский НГР, Салымский и Вартовский НР.

На территории Томской области открыто 7 нефтяных месторождений, среди которых крупнейшим является Советское.

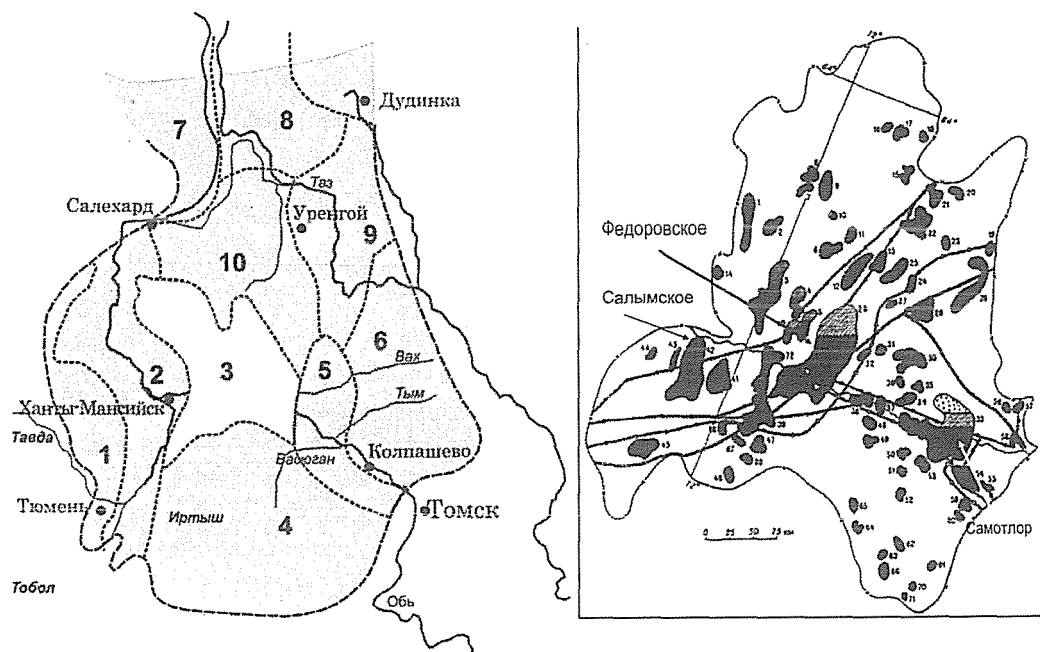


Рис. 2.16. Среднеобская нефтегазоносная область

Самотлорское нефтегазовое месторождение (рис. 2.17) крупнейшее в Западной Сибири и в России. Находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 15 км от г. Нижневартовск. Открыто в 1965 г., разрабатывается с 1969 г. Расположено в центральной части Нижневартовского свода в пределах Тарковского 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 32х40 км, амплитуду 150 м. В геологическом строении Нижневартовского свода принимают участие породы доюрского фундамента, мезо-кайнозойских терригенных отложений платформенного чехла. В разрезе последних выделяются юрские, меловые, палеогеновые и четвертичные образования.

На Самотлорском месторождении геологический разрез характеризуется широким диапазоном нефтегазоносности и значительным количеством продуктивных горизонтов. Выявлено 19 залежей нефти, в том числе одна с газовой шапкой. Продуктивны породы готерива-баррема и валанжисна, залегающие на глубинах 1750-2230 м.

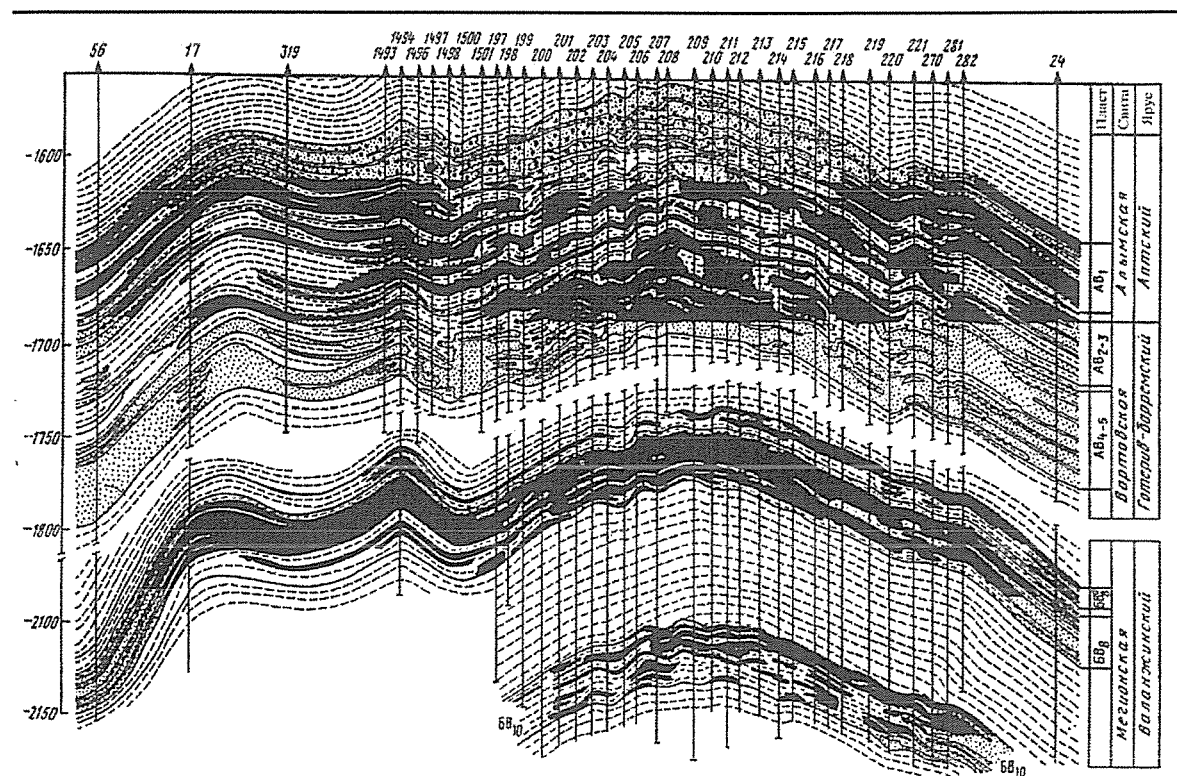


Рис. 2.17. Геологический разрез продуктивных отложений Самотлорского нефтяного месторождения (по А.А. Бакирову)

1 – песчано-алевритовые породы; 2 – глины; 3 – газ; 4 – нефть

Приобское нефтяное месторождение находится в окружении известных месторождений - Салымского, Приразломного, Правдинского и др. Открыто в 1981 году. Залежи выявлены в пластах AC_7 , AC_9 , AC_{10} , AC_{11} , AC_{12} , последние три являются основными объектами разработки и входят в состав клиноформенного комплекса неокома – их сопоставляют с песчаниками ачимовской толщи.

Этаж нефтеносности охватывает значительные по толщине отложения осадочных пород. Все залежи линзовидные, при этом линзы полностью насыщены нефтью. Наиболее крупной является залежь пласта $AC_{12}(1-2)$, размеры которой составляют 45×25 км, высота - 176 м, нефтенасыщенные толщины до 40,6 м. Геологические запасы оцениваются более чем в 1,5 млрд. т. (рис. 2.18.).

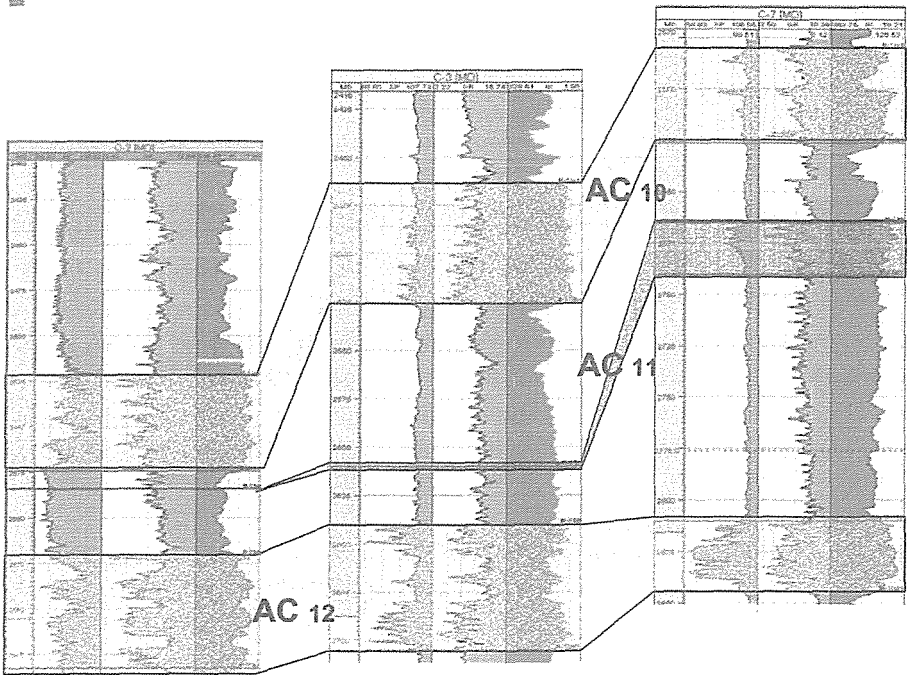
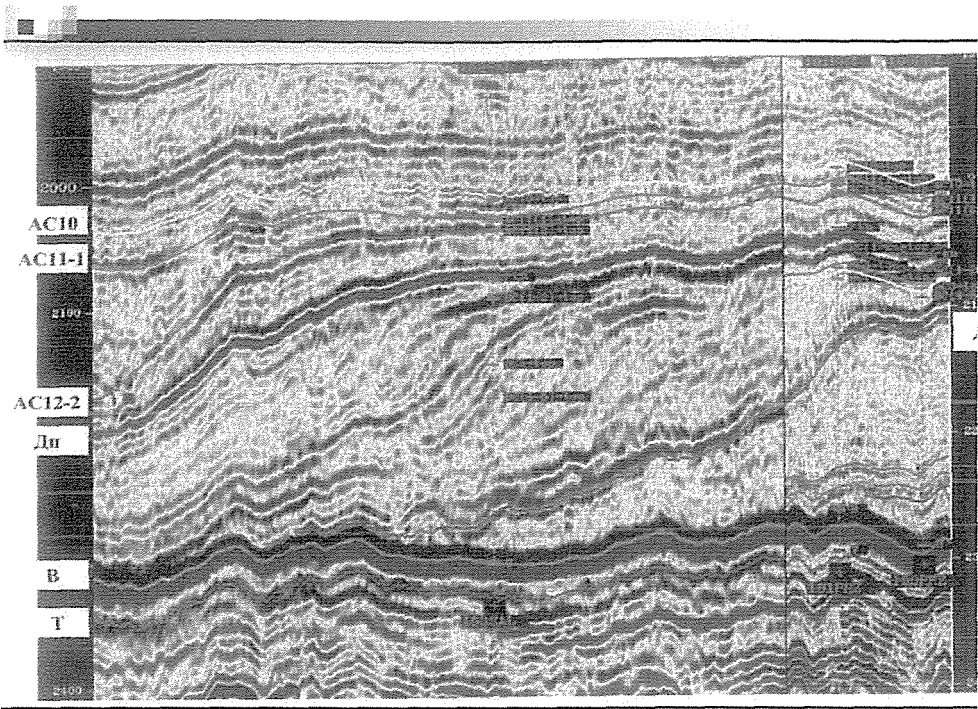


Рис. 2.18. Сейсмический разрез и схема корреляции Приобского нефтяного месторождения

Советское нефтяное месторождение. Открыто в 1962 году, введено в разработку в 1966 г. Месторождение объединяет четыре брахиантиклинальных поднятия, осложняющие центральную часть Соснинского мегавала Нижневартовского свода. Амплитуды локальных поднятий значительно уменьшаются вверх по разрезу (от нижних горизонтов чехла до неокома практически в 6 раз). По кровле продуктивного горизонта АВ1 локальные поднятия сливаются в одно размерами 36х21 км, амплитудой 68 м и углами наклона крыльев 30-35' (рис. 2.19.).

Начальные геологические запасы нефти месторождения оценивались более чем в 530 млн. т, геологические – почти в 230 млн.т. При этом 65% запасов приурочено к пласту АВ-1, 20% к пласту БВ₈, остальные 15% распределены между 10 менее продуктивными пластами (Ю₂, БВ₆, БВ₅, и еще семью пластами группы АВ), по пластам М и Ю1 запасы не подсчитывались в связи с их недостаточной изученностью.

Продуктивная часть пласта БВ₈ состоит из двух песчаных пропластков, разделенных глинистой перемычкой толщиной 0,4-2 м. Залежь пластовосводовая, покрышкой служат глинистые породы мегийонской свиты толщиной 30-35 м. Пласт характеризуется хорошей гидродинамической сообщаемостью – средняя толщина гидродинамически связанных песчаных прослоев несколько более 2 м.

Продуктивный горизонт АВ-1 разделяется на четыре пропластка. В пределах пласта, прибрежно-морского по генезису, коллекторские свойства ухудшаются снизу вверх. Пласт отличается значительной неоднородностью, в том числе вертикальной (коэффициент песчанистости 0,43). Средняя толщина песчаного пропластка составляет 1,6 м, непроницаемого – около 1 м. Чистые песчаные и алевритовые разности отмечены только в составе нижних трех пропластков.

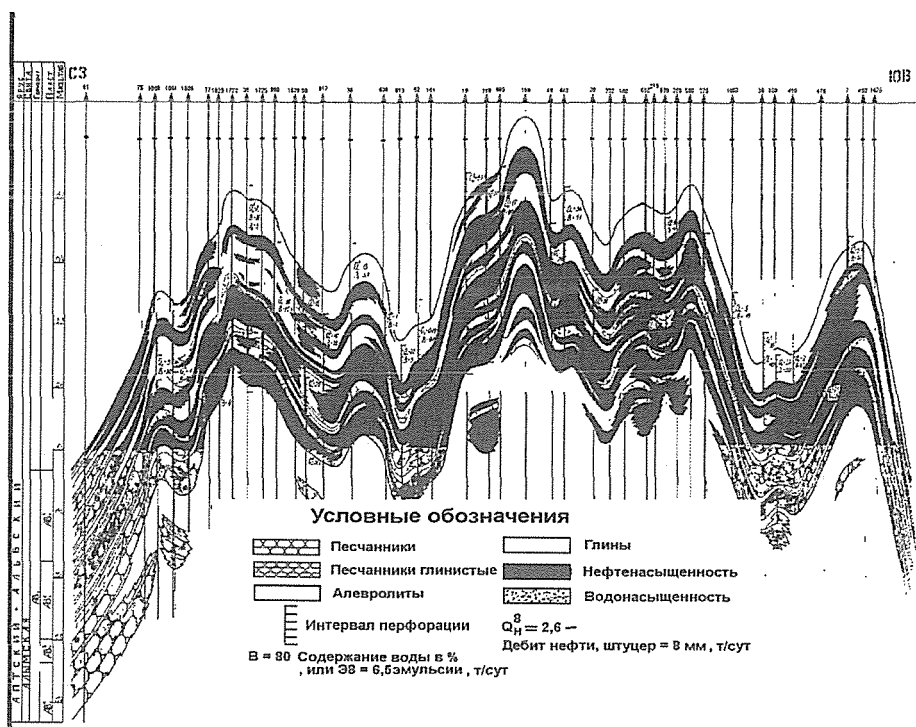


Рис. 2.19. Геологический профиль Советского нефтяного месторождения

Надым-Пурская нефтегазоносная область

Область площадью свыше 150 тыс. км² занимает центральную часть Западно-Сибирской плиты и находится в пределах междуречья рек Пур и Таз. Охватывает крупные Медвежий, Уренгойский мегавалы, Северный свод и серию структур II порядка.

Основную площадь НГО занимает Колтогорско-Уренгойский мегапрогиб, к которому примыкают поднятия Часельского и Медвежьего мегавалов, Северного свода. По оси прогиба протягивается Уренгойский вал.

Газонефтеносность установлена в пяти комплексах юры и мела. 62% ресурсов газа сосредоточено в сеноманском комплексе, 42% нефти - в неокомском. В области открыто 75 газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений (рис.2.20.).

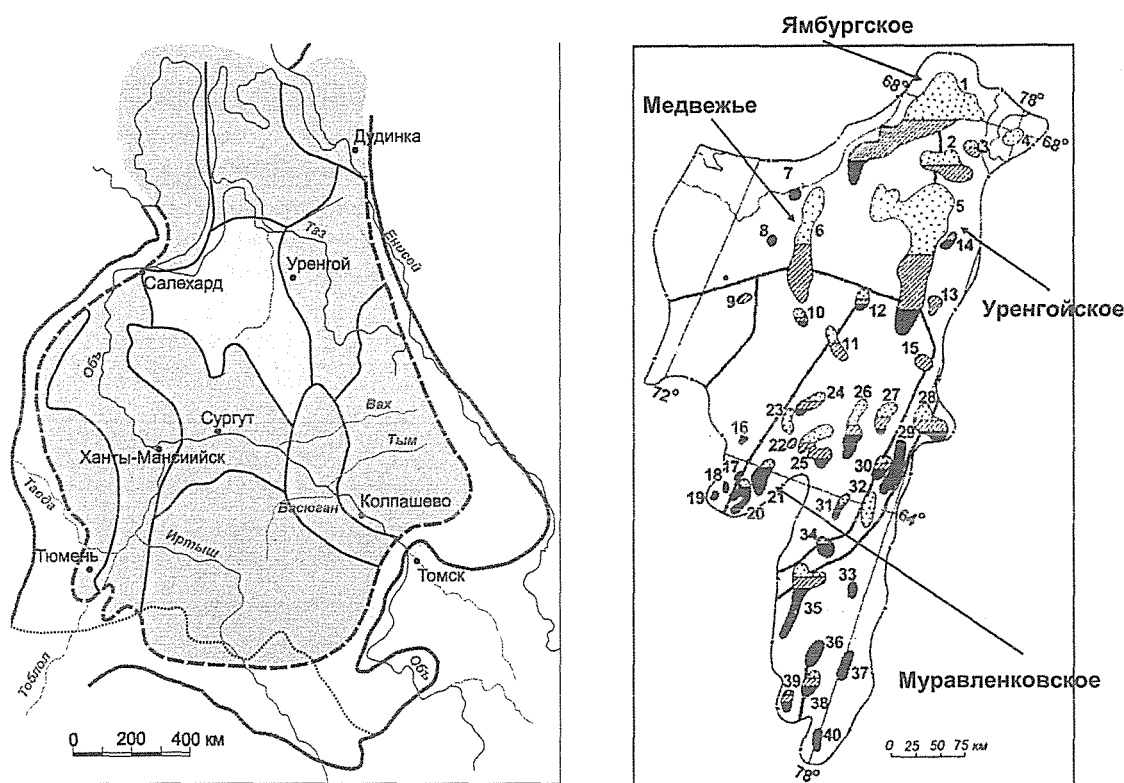


Рис. 2.20.Надым-Пурская нефтегазоносная область

Основными продуктивными комплексами являются: апт-сеноманский (содержит практически все запасы газа в кровле сеномана – 98 % от запасов области) берриас-валанжинский и валанжин-готеривский – прогнозируемые на нефть и газ.

Юрские комплексы перспективны в основном на нефть, но коллектора невысокие по качеству. Выделено 2 газонефтеносных района – Губкинский и Уренгойский; и один газоносный – Надымский.

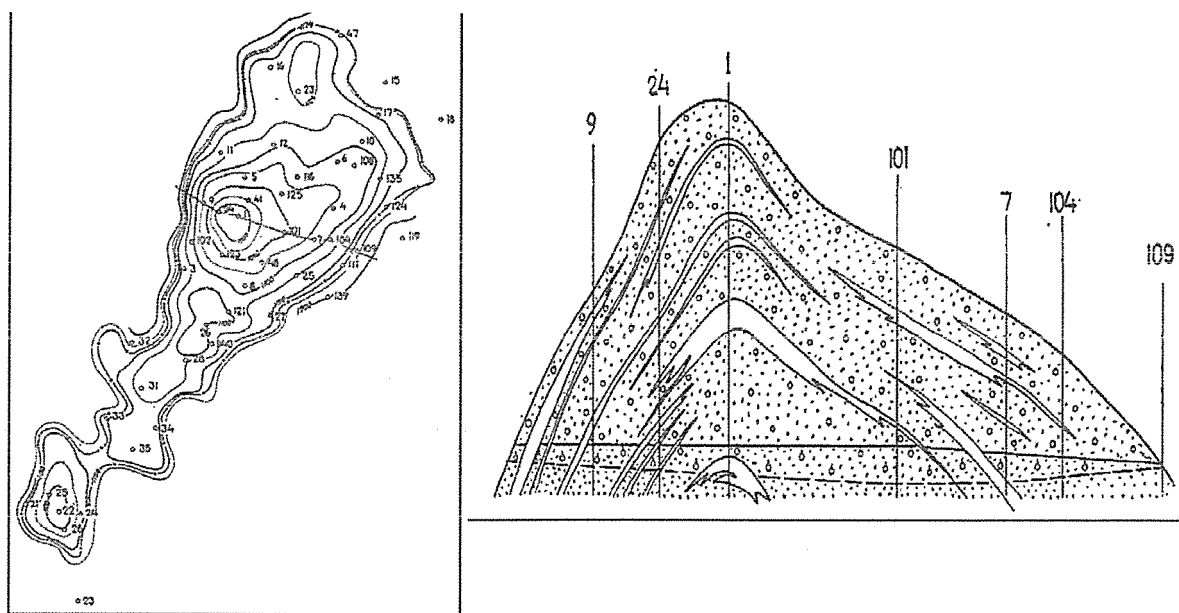
В западной части области неокомские продуктивные пласты замещаются глинами, а на востоке они хорошо развиты, что обуславливает наличие литологи-

ческих залежей. Юра-нефтеносна, неомом – нефтегазоносный, сеноман – газоносный.

В пределах области расположены такие гиганты, как Большой Уренгой (более 11 трлн. м³), Ямбург (более 6 трлн. м³), Медвежье (более 2 трлн. м³).

Месторождения многозалежные, интервал продуктивности от средней юры до кровли сеномана. Преобладают ловушки антиклинального типа, часто осложненные литологическими экранами.

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 2.21), расположено в 120 км к северо-западу от пос. Тазовский. Открыто в 1969 г. (газ) и 1990 г. (нефть). Конденсат разрабатывается с 1986 г. и газ с 1987 г. Месторождение уникальное по запасам свободного газа. Приурочено к одноименной асимметричной полузамкнутой структуре северо-западного простирания площадью 4000 км², амплитудой более 500 м. Продуктивны меловые отложения. Выявлена 21 залежь на глубинах 1000-3343 м (2 газовых, 17 газоконденсатных и 2 нефтегазоконденсатных). Продуктивные резервуары сложены песчаниками и алевролитами, с прослоями глин. Коллекторы поровые. Пористость 16% (неомом)- 27% (ПК).



пластах группы БУ. Дебит, нефти 12-6 м³/сут. Пластовое давление нормальное гидростатическое от 8,5 до 83,1 МПа, t 30 - 85⁰С на гл. 1004 и . 3276 м. соответственно. Плотность нефти 845-850 кг/м³; газ метановый (98,2%).

Уренгойское месторождение открыто в 1966 г. Приурочено к пологой брахиантиклинальной складке меридионального простирания в центральной части Уренгойского вала (рис. 2.22).

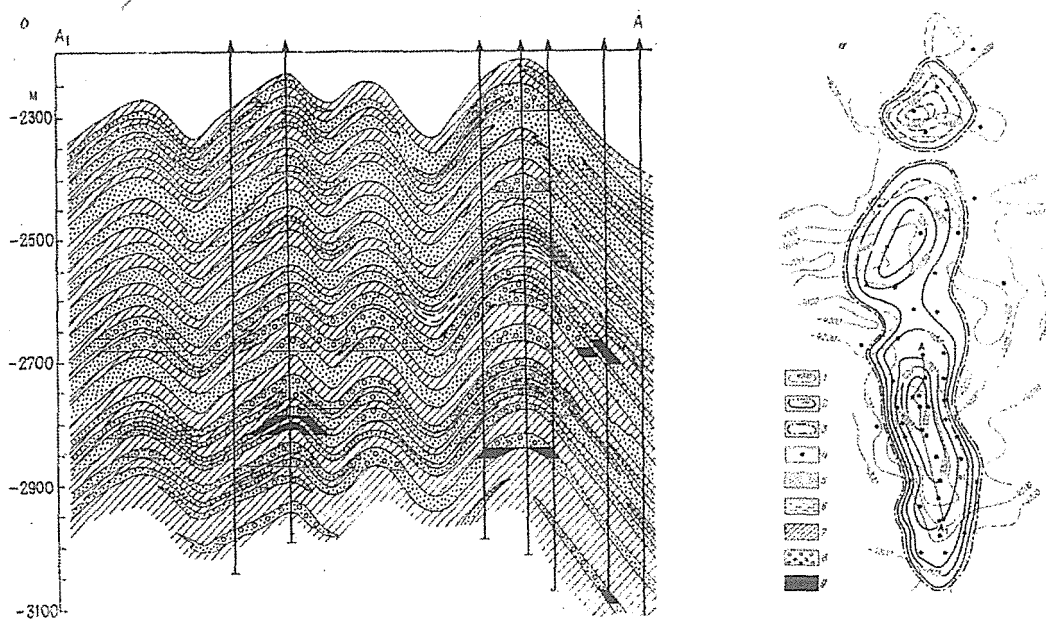


Рис.2.22. Геологический разрез (а) нижнемеловых продуктивных отложений и структурная карта (б) по кровле сеноманских отложений Уренгойского газоконденсатного месторождения (по Ф.К. Салманову)

Складка осложнена рядом куполов. Размеры ее по кровле сеноманских отложений 95x25 км, амплитуда 210 м, углы падения пород на крыльях не более 1°. Залежи в пластах Ю2 (юра), 17 песчаных пластах групп Б и А (неоком-апт-альб) и группе пластов ПК (сеноман). Залежи пластовые сводовые, в большинстве литологически экранированные. Высота – до 200 м (ПК). Максимальные притоки нефти 15-100 м³/сут (БУ10-8), конденсата 180-280 м³/сут (БУ10-9), газа 6500-7900 тыс.м³/сут (ПК1-6)

Разрез продуктивных отложений сеномана вскрывается на глубинах 1100-1250 м. Сеноманская залежь представлена переслаиванием пластов песчаников, алевролитов и глин. При этом на долю коллекторов приходится 50—70 %, на долю глин 25—50 %. Глинистые прослои не выдержаны по площади, поэтому все пласты песчано-алевритовых коллекторов гидродинамически взаимосвязаны и отличаются высокими емкостными свойствами. Газовая залежь отличается исключительно высокой продуктивностью. Дебиты газа

составляли 1,4-7,9 млн. м³/сут. Пластовое давление в залежи 12,2 МПа, пластовая температура 31- 33° С.

Залежь газа высотой 213 м массивная, по всей толщине подстилается подошвенной водой. ГВК слегка наклонен в северо-восточном направлении. Залежи, близкие по строению к Уренгойской, открыты в сеноманских отложениях на Ямбургском, Медвежьем, Губкинском и других месторождениях севера Тюменской области. Кроме газовой залежи в сеномане на Уренгое открыто 14 газоконденсатных залежей с отдельными нефтяными оторочками. Залежи пластовые, сводовые, часто литологически-ограничены, средне- и высокодебитные. Дебиты газа составляют 145-627 тыс. м³/сут, конденсата 20-50 м³/сут.

Пур-Тазовская нефтегазоносная область

Пур-Тазовская НГО площадью 170 тыс. км² расположена на северо-востоке мегапровинции, занимает территорию левобережья р. Енисей (Красноярский край). Нефтегазоносны отложения юры и мела (рис. 2.23.)

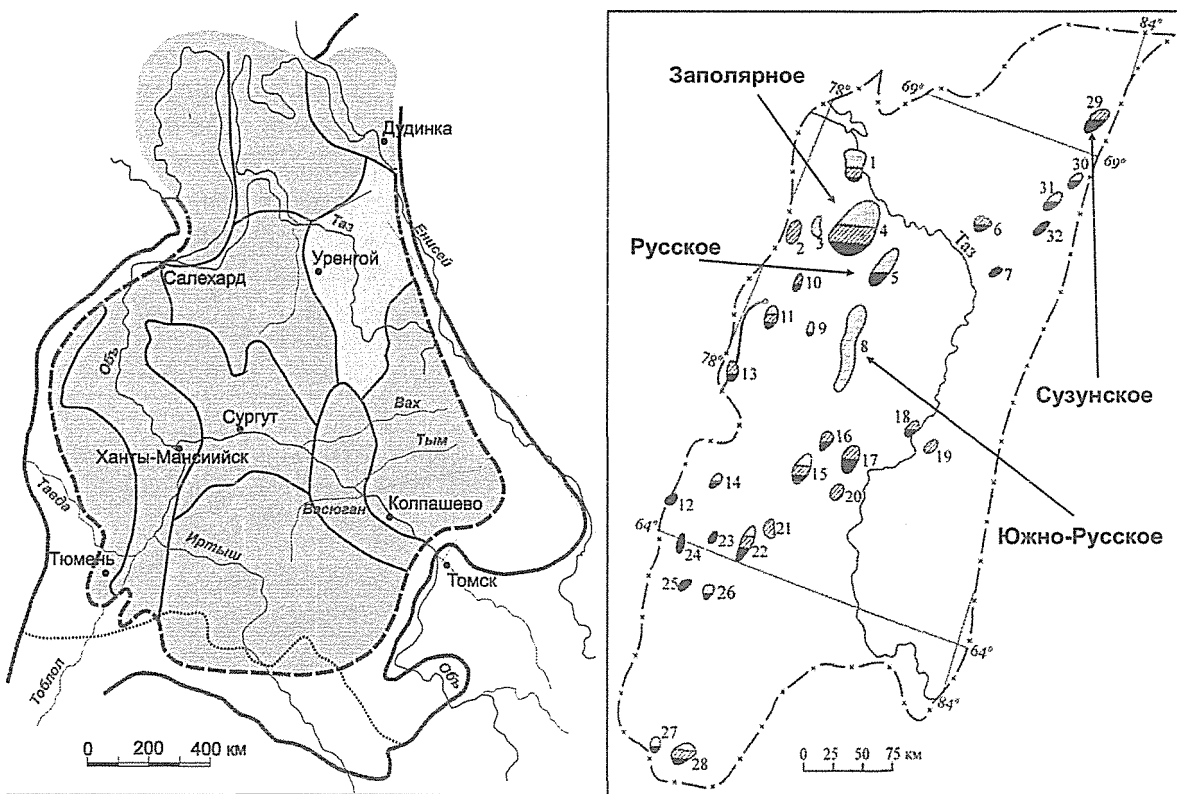


Рис. 2.23.Пур-Тазовская нефтегазоносная область

Половина ресурсов газа приходится на сеноманский и турон-сеноманский комплексы, а ресурсы нефти распределены в основном между сеноманским, неокомским и васюганским комплексами. Доля ресурсов в Пур-Тазовской НГО в общих потенциальных ресурсах углеводородов Западной Сибири оценивается в 16%. Наиболее известные месторождения области: Тазовское, Заполярное, Русское, Харампурское, Береговое, Восточно-Тазовское, Верхнеколикьеганское и др. связаны в основном с антиклинальными структурами.

Залежи пластовые, сводовые, часто с литологическим экранированием. Продуктивными комплексами являются: апт-сеноманский, преимущественно газоносный, берриас-валанжинский, валанжин-готеривский и юрский.

Апт-сеноманский комплекс является основным по запасам – запасы газа составляют 90 % от запасов области. Прогнозная оценка связывается со структурными ловушками в отложениях с хорошими коллекторскими свойствами. Нефть предполагается в виде оторочек или в залежах с газовыми шапками. Продуктивные комплексы неокома содержат 10 % разведанных запасов газа области. Доля чисто нефтяных залежей составляет 40 %. Юрские отложения вскрыты на нескольких площадях. Запасов промышленных категорий нет. Выделен Тазовский ГНР. Прогнозная оценка связывается с юрским комплексом и отложениями неокома. Для этой территории характерно увеличение песчанистости большей части разреза неокома, хорошая выдержанность коллекторов в валанжине, что позволяет предполагать наличие залежей структурного типа.

Заполярное газоконденсатнонефтяное месторождение - крупнейшее в НГО. Расположено в 80 км юго-западнее от пос. Тазовского. Открыто в 1965 г. Продуктивны неомомские отложения (пласты БТЗ-БТ12, АТ1-АТ3) и сеноманский пласт ПК1 (основная газовая залежь). Нефтяные оторочки свойственны пластам группы БТ. Месторождение по запасам газа уникальное. Его количество превышает 3,5 трлн. м³, нефти и конденсата – десятки миллионов тонн. Приурочено к Заполярному локальному поднятию, осложняющему южную часть Усть-Тазовского вала (рис. 2.24).

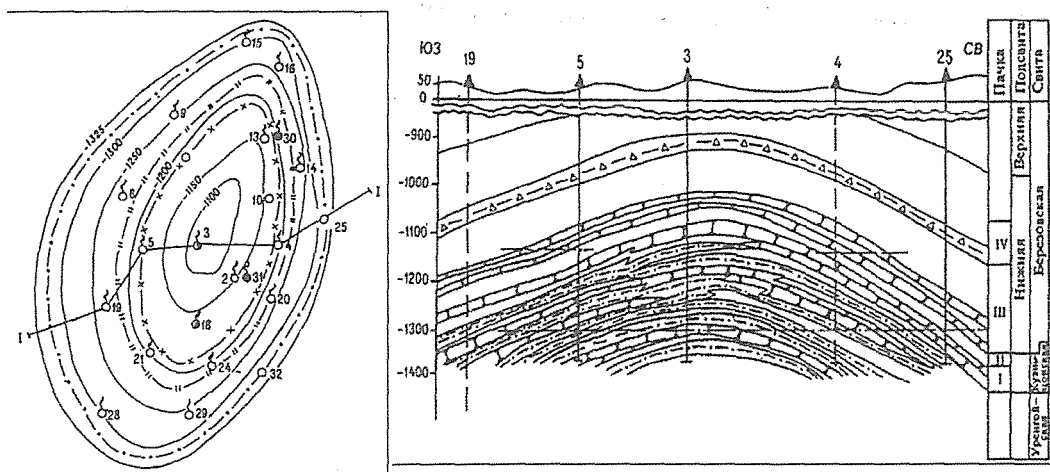


Рис. 2.24. Структурная карта по кровле уренгойской свиты и геологический разрез Заполярного месторождения

На месторождении выявлено 10 залежей: 2 газовые в верхнемеловых отложениях (ГВК от 1125 до 1310 м), 3 газоконденсатные в нижнемеловых породах (готерив и баррем), 5 нефтегазоконденсатных в валанжине (ГНК и ВНК от 3150 до 3265 м). Залежи массивные, пластово-сводовые и пластовые, литологически-экранированные. Продуктивные пласты сложены песчаниками; коллектор поровый; пористость 5-30 %, проницаемость 0,01-5 мкм². Глубина верхней залежи 1019 м, нижней - 3250 м. Начальное пластовое давление соответствует гидростатическому. Эффективная толщина 11-200 м. Плотность нефти 832-854 кг/м³; содержание парафина 4,68— 5,17%, серы, до 0,16%. Содержание стабильного конденсата до 300 г/м³. Плотность конденсата 780 кг/м³.

Ямальная нефтегазоносная область

Ямальная НГО площадью 102 тыс. км² расположена на крайнем северо-западе мегапровинции в пределах п-ова Ямал (рис. 2.25.). Область преимущественно газоносная. В ней сосредоточен 21 % ресурсов газа Западной Сибири. Основные запасы газа приурочены к сеноманским и аптским отложениям. В неокомских и юрских отложениях, наряду с газом, открыты залежи нефти. На Новопортовском месторождении установлена нефтегазоносность доюрских отложений.

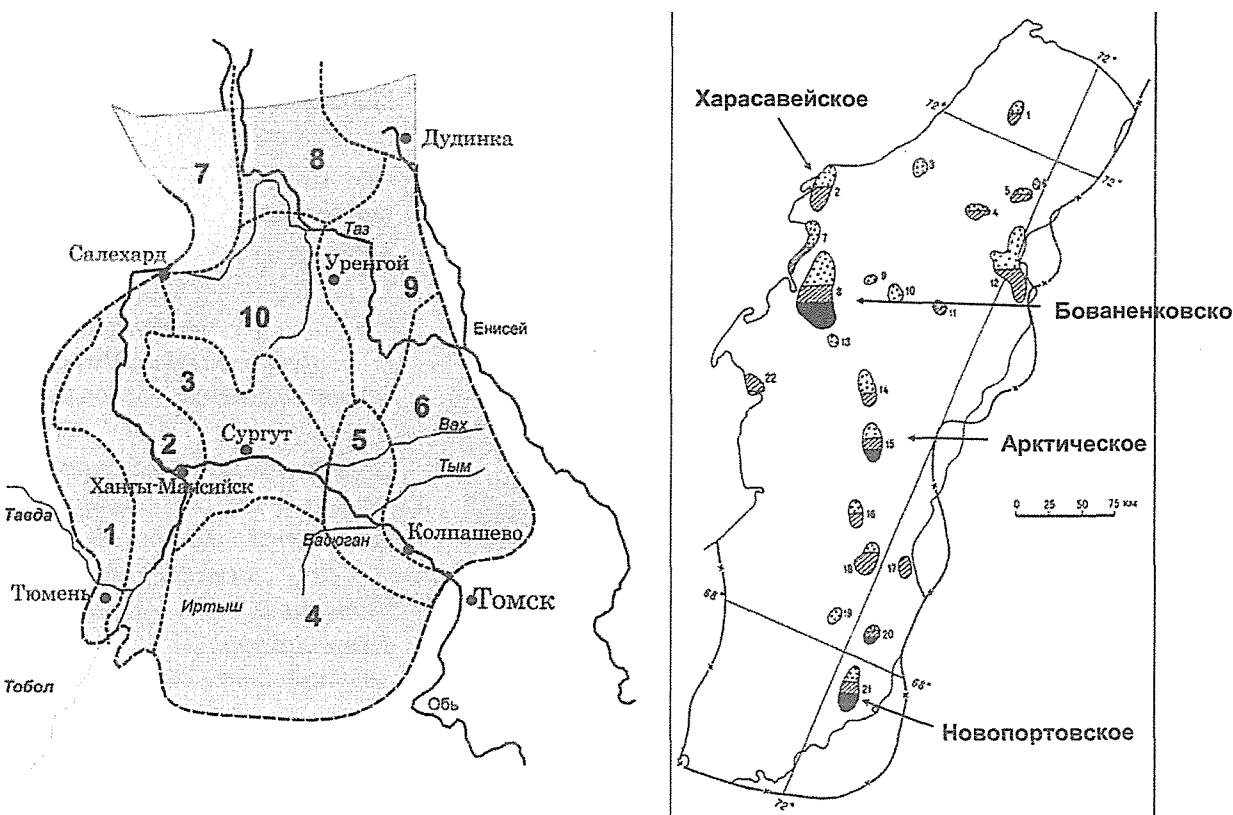
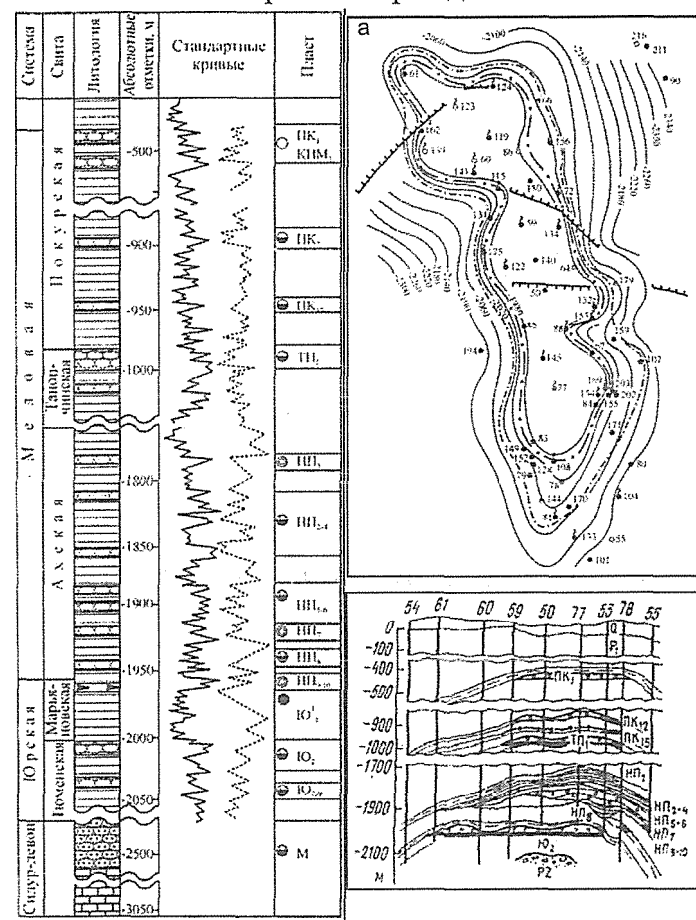


Рис.2.25.Ямальная нефтегазоносная область

В области открыто 20 газовых, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных месторождений, часть из которых является прибрежно-морскими (Харасавейское и др.).

В тектоническом отношении включает в свой состав Нурминский мегавал и Новопортовский и Сабьяхинский валы. Месторождения: Бованенковское, Арктическое, Среднеямальское, Новопортовское Крузенштерновское, Геофизическое, Нурминское, Малоямальское и др. и др. входят в состав Нурминского НГР. Изученность бурением очень низкая.

Основные продуктивные горизонты: апт-сеноманский (газоносный); неокомский (валанжин-готеривский, готерив-аптский) вскрыты на отдельных площадях. Разведанные запасы УВ этих комплексов составляют 86 % от запасов рассматриваемой области; юрский комплекс преимущественно нефтеносен. Ловушки преимущественно структурного типа, на юго-западе области возможны литолого-стратиграфические залежи. В области открыто 22 месторождения, из них двенадцать – газоконденсатные, шесть – газовые, четыре – нефтегазоконденсатные. По запасам четыре месторождения относятся к категории уникальных (более 1



трлн. куб. м газа). Месторождения многопластовые. Продуктивный этаж очень высок – на некоторых месторождениях от кровли фундамента до кровли сеномана.

Основные запасы газа сосредоточены в берриас-валанжинских и апт-альб-сеноманских отложениях. Залежи массивные и пластовые сводовые, часто имеют литологическое ограничение.

Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение включает 16 залежей (рис. 2.26). Одна в среднепалеозойских глинистых известняках и кавернозных доломитах (пласт М). Три в нижне-среднеюрских песчаниках, одна в верхнеюрских (Ю-I), одиннадцать в меловых.

Месторождение расположено в юго-восточной части полуострова Ямал в 15 км северо-западнее пос. Новый Порт. Открыто в 1964 г. Приурочено к юго-восточной

Рис. 2.26. Структурная карта и геологический разрез по кровле продуктивного пласта Новопортовского месторождения

части Южно-Ямальского мегавала и представляет собой антиклинальную складку северо-северо-западного простирания с размерами 34х13 км и амплитудой 140 м. Продуктивны меловые, нижне-среднеюрские и палеозойские отложения. Выявлено 16 залежей на глубинах 410-2530 м, в т.ч. 2 нефтяных, 2 газовые, 2 газоконденсатные, 10 смешанных. Продуктивные пласты сложены песчаниками, алевролитами, а также известняками (палеозой). Коллекторы порового типа, пористость от 18% до 32%, проницаемость 0,0335 - 0,041 мкм². Залежи массивные, пластовые сводовые, пластово-сводовые, литологически-экранированные (неоком), стратиграфически экранированные (палеозой). Площадь наибольшей по запасам нефтяной залежи 237,9 км². Первоначальные дебиты газа составляли 142 тыс. м³/сут. Пластовое давление нормальное гидростатическое от 4,4 (глубина 410 м) до 27,3 МПа (глубина 2530 м). Плотность нефти 831 кг/м³; содержание серы 0,07 ~ 1,08%. Газ преимущественно метановый - 89, 7-95,9 %. Плотность конденсата 810 кг/м³ (палеозой). Выход стабильного конденсата от 44,8 до 154,8 г/м³, в палеозойской залежи - 44,6 г/м³.

Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на полуострове Ямал в 340 км северо-западнее от пос. Новый Порт. Открыто в 1971 г., уникальное по запасам свободного газа. Приурочено к локальной структуре, осложняющей Бованенковское куполовидное поднятие, расположенное в северной периклинальной части Нурминского мегавала. По изогипсе -2600 м горизонта Б (кровля баженовской свиты) размеры 22,5х15,0 км, амплитуда 200 м, Фундамент вскрыт на глубине 3610 м, Продуктивные отложения верхнего и нижнего мела, средней и нижней юры (рис. 2.27.).

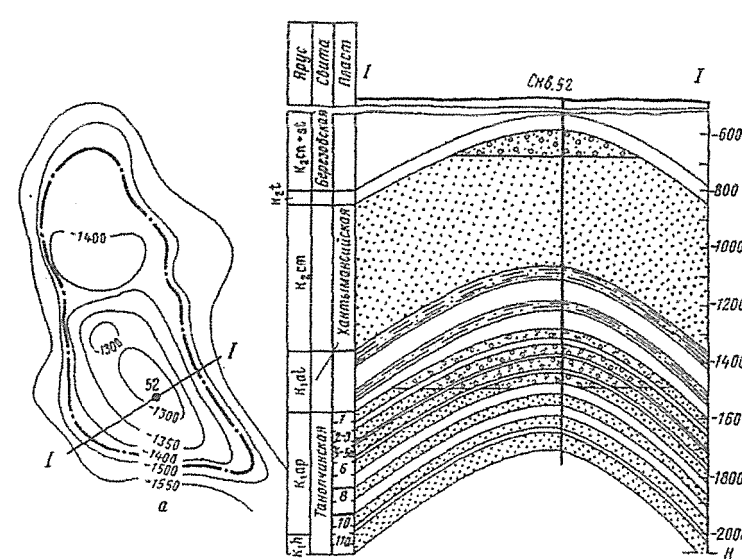


Рис. 2.27. Структурная карта и геологический разрез по кровле продуктивного пласта Бованенковского месторождения

Выявлено 22 залежи на глубине от 582 до 3075 м, в т.ч. 2 газовые в пластах покурской свиты апт-сеноманского возраста ($ПК_{\text{ж}}$ $ПК_{\text{ю}}$), 1 нефтегазоконденсатная (нефть в нефтяной оторочке) в танопчинской свите апт-неокомского возраста ($ТП_{18}$) и 19 газоконденсатных в пластах покурской ($ПК_{\text{ж}}$), ханты-мансийской, танопчинской свитах, в пластах. $БЯ_1$ „ в средней и нижней юре. Коллекторы сеноман-аптских залежей представлены песчаниками и алевритами; пористость до 25 %. Залежи массивные, водоплавающие, ГВК. верхней основной по запасам залежи пласта $ПК_{\text{ж}}$ на а.о. - 678 м, ее площадь газоносности 896,9 км², высота 120 м, начальный дебит газа 2,5 млн. м³/сут (абсолютно свободный). Газ преимущественно метановый (92-99,18%), Газовые и газоконденсатные залежи аптских, неокомских, средне- и нижнеюрских отложений пластовые сводовые, ГНК на а. о. - от. -1140 до -2042 м., дебиты от 68 до 564 тыс. ж/сут. Пластовое давление с глубиной увеличивается от 6,9 до 21 МПа. Нефтяная оторочка пласта $ТП_{18}$ на гл. 1970 м, ее площадь нефтеносности 17,8 км², ВНК на а.о. -2025 м. Пористость коллектора 20 %, плотность нефти 835 кг/м³. Непромышленные притоки нефти (0,86 м³/сут) получены на а. о. -3344-3570 м (пласт $Ю_{1\text{м}}$). Плотность конденсата 740-90 кг/м³. Выход стабильного конденсата, от 0,16 до 230,8 г/м³.

Гыданская газоносная область

Область расположена в северной части Западно-Сибирской плиты (рис. 2.28).

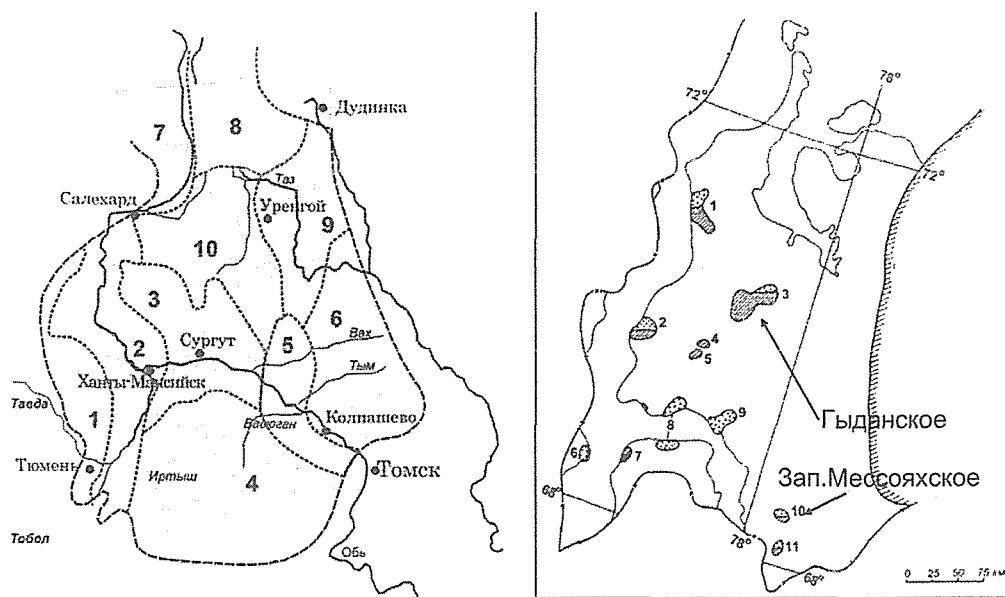


Рис. 2.28. Гыданская газоносная область

В тектоническом отношении охватывает Северо-Ямальский, Напалковский мегавалы, Среднеямальский и Юрибейский своды, Сеяхинский вал, а также смежные с ними депрессионные зоны.

В ГО открыты семь газоконденсатных месторождений, четыре газовых и одно нефтегазовое. Месторождения приурочены к антиклинальным структурам.

Основные продуктивные комплексы: апт-сеноманский, валанжин-готеривский, готерив-аптский, юрский. 85 % запасов газа сосредоточено в апт-сеноманском комплексе. Залежи газа сосредоточены в основном в структурных ловушках.

Неокомские продуктивные комплексы (валанжин-готеривский и готерив-аптский) вскрыты лишь на отдельных площадях, поэтому разведанные запасы нефти здесь не выявлены, а запасы газа составляют не более 20 % от запасов газа всей области.

Юрский комплекс предполагается существенно нефтеносным, но бурением не изучен.

В пределах области выделен один Ямбургский ГР, охватывающий Среднетазовское и Ямбургское куполовидные поднятия.

Геологическими особенностями области являются: широкое развитие субвертикальных разломов со смещением пластов до 50 м; широкое распространение газогидратных залежей в верхнемеловых отложениях; характерно появление выше кровли сеноманских отложений песчаной продуктивной пачки туронского яруса. На большей части Гыданской ГО поисковые работы не проводились.

Особенности Западно-Сибирской провинции

1. В строении провинции выделяют: гетерогенный дислоцированный, в разной степени метаморфизованный фундамент докембрийско-палеозойского возраста, переходный Р-Т вулканогенно-осадочный комплекс и полого залегающий мезо-кайнозойский осадочный чехол. Фундамент погружается от периферии к центру плиты.
2. По юрско-меловым отложениям выделяются внешняя неглубоко погруженная область, моноклиального, в целом строения, и внутренняя. Последняя делится на Обскую приподнятую зону и северную погруженную (Ямало-Тазовская синеклиза).
3. Общее синклинальное строение плиты, обусловившее наличие только отрицательных или однокрылых региональных элементов (склоны Внешнего пояса, терраса Центральной и депрессия Северных тектонических областей).
4. Унаследованный характер развития преобладающего количества структур разных порядков. Слабое проявление дизъюнктивных дислокаций.
5. Закономерное размещение структур разных порядков с соответствующим этапом основных структурообразовательных движений (юрским – во внешнем поясе; неокомским – в Центральной области и верхнемеловым – кайнозойским – в Северной области).

6. Наличие в Гыданской области субвертикальных разломов со смещением пластов до 50 м. Другой особенностью является широкое распространение газогидратных залежей в верхнемеловых отложениях.
7. Особенность разреза осадочного чехла – исключительно терригенный состав.
8. Большинство залежей приурочено к ловушкам сводовым, широко развиты литологические залежи.
9. Месторождения нефти расположены в центральных районах плиты, газовые и газоконденсатные обрамляют их на севере
10. Залежи в битуминозных аргиллитах баженовской свиты .
11. Общими характерными особенностями является клиноформное строение, субмеридиональная зональность и преобладающая тенденция смены прибрежных фаций на относительно глубоководно-морские в западном направлении.

Перспективы провинции

Перспективы провинции связаны с поиском новых месторождений УВ в области шельфа Арктических морей. Первоочередными задачами являются исследования глубоководных горизонтов осадочного чехла, промежуточного комплекса и фундамента в северной части Западно-Сибирской плиты. Интересны исследования в области перспектив нефтегазоносности отложений перм-триасового комплекса в грабен-рифтовых зонах, а также прогноз зон развития древних кор выветривания.

Не теряет актуальности поиск зон высокочемких коллекторов в континентальных отложениях нижней-средней юры и аргиллитах баженовской свиты.

Одновременно для провинции важна оптимизация процессов эксплуатации разрабатываемых месторождений, разукрупнение объектов разработки и построение принципиально новых геологических моделей.

2.2. Туранская (Амударьинская) газонефтеносная провинция

Туранская газонефтеносная провинция занимает обширные пространства Центральной и Восточной Туркмении и Западного Узбекистана. Общая площадь провинции превышает 360 тыс. км² (рис. 2.29.).

В тектоническом отношении провинция соответствует одноименной плите, в геоморфологическом отношении – одноименной низменности,

окаймленной горными сооружениями Копетдага, Тянь-Шаня и Центрального Казахстана.

Границы провинции:

- на северо-востоке ее граница условно может быть проведена по Талассо-Ферганскому глубинному разлому, отделяющему герциниды от каледонид;
- на северо-западе она граничит с древней Русской платформой по системе погребенных краевых швов,
- с юга плита ограничена молодыми горными сооружениями Копетдага и альпийским предгорным прогибом;
- с юго-востока – глыбово-складчатыми структурами эпиплатформенного подвижного пояса Средней Азии;
- на западе граница Туранской плиты проходит в пределах акватории Каспия;
- на севере Туранская плита через Тургайский прогиб соединяется с Западно-Сибирской плитой, образуя единую эпипалеозойскую Урало-Сибирскую платформу.

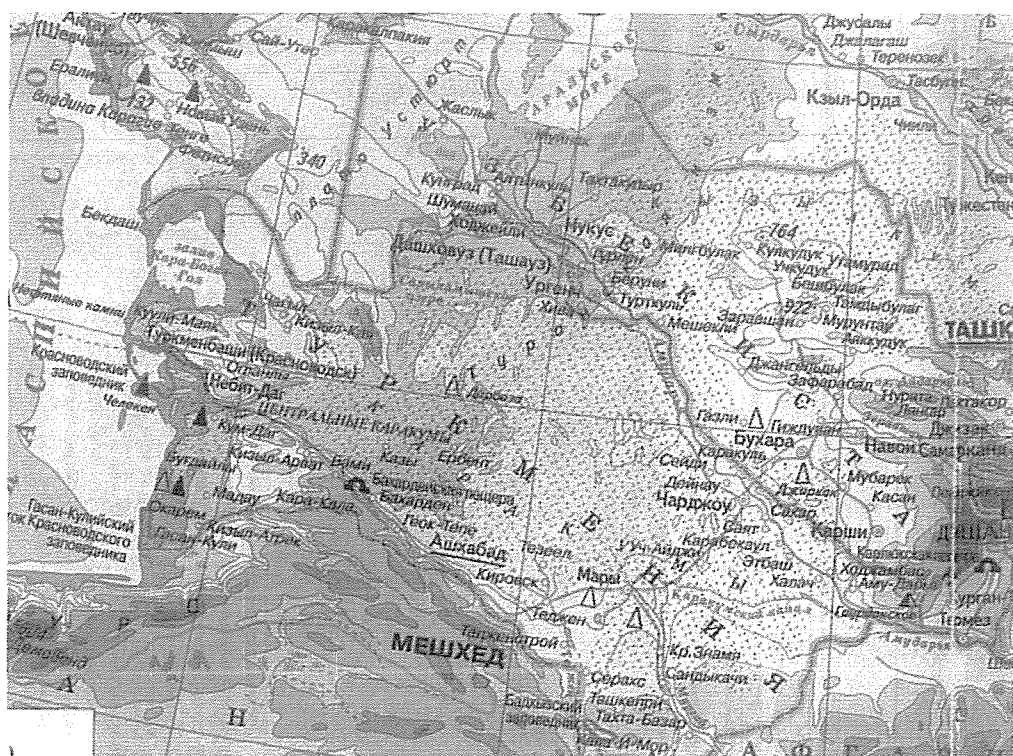


Рис. 2.29. Выкопировка из географического атласа России

Провинция занимает юго-восточную часть Туранской плиты и примыкающий к ней Предкопетдагский прогиб. Территориально расположена на землях Центральной и восточной Туркмении, Западного Узбекистана (западные районы Средней Азии) и Казахстана. Общая площадь > 360 тыс. км². Находится в

пределах Кызылкумов, Каракумов. Наиболее крупный тектонический элемент – Амударьинская синеклиза (270 тыс. км²) (рис. 2.30.).

Основные тектонические элементы: Амударьинская синеклиза, характеризующаяся ступенчатым строением бортовых частей. В центральной части находится ряд поднятий, впадин, выступов и валов, которые ограничиваются многочисленными разломами в фундаменте. Основные тектонические элементы провинции имеют унаследованное строение. В бортовых зонах синеклизы выделяют: Бухарскую, Чарджоускую, Беурдешикскую ступени; Бадхыз-Карабильскую зону поднятий и Бешкентский прогиб. Во внутренней зоне: Хивинский и Заунгузский прогибы, Удаджинский свод, Северо-Карабильский прогиб и Мары-Серахскую зону поднятий. Центральнo-Каракумский свод на северо-западе провинции; Бахардокский склон и Предкопетдагский краевой прогиб.

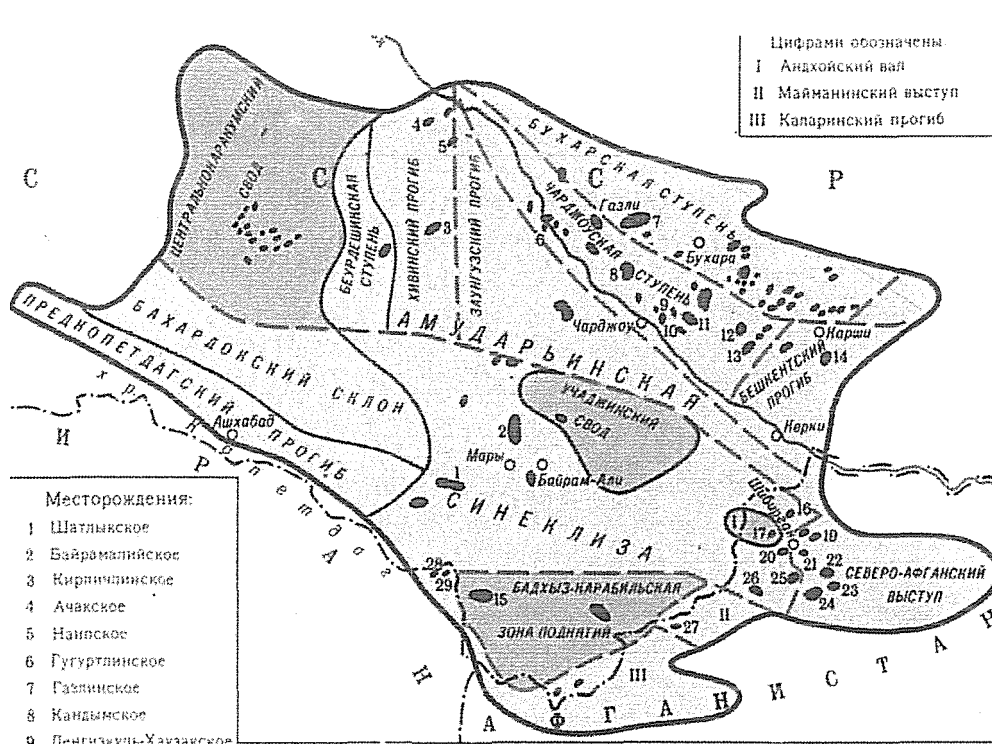


Рис. 2.30. Тектоническая схема основных структурных элементов Туранской провинции (по С.П. Максимова и Н.П. Чепову, 1984 г)

Изученность

Первые сведения о геологическом строении некоторых районов Туранской газонефтеносной провинции относятся к концу прошлого века.

1929 г. – в Яккабаг-Гузарском районе степной части Бухарской области и в Питнякском районе начаты геологические исследования с целью изучения перспектив нефтегазоносности;

1935 - 1952 гг. – расширены поисковые работы в Бухарской области;

С 1936 года в ряде районов начали применять структурное и поисковое бурение в небольшом объеме, а также геофизические методы поисков. Поисками в основном были охвачены Газлинское, Таганское, Питнякское и Денгизкульское поднятия. Основными видами геофизических исследований были гравиметрия и магнитная съемка.

1936 -1942 гг. – проводилось поисковое бурение в незначительных объемах на площадях: Караиз, Пролетарабад, Маматджургаты – 1936-1942 гг; Сеталантепе – 1952 г; Кунгуртау – 1941-1942 гг; Кассантау – 1947-1952 гг; Урта -Кишлак – 1950 г;). В процессе бурения на Караизской и Пролетарабатской структурах отмечены непромышленные притоки нефти и газа из юрских и нижнемеловых отложений.

С 1953 года, после открытия первого в провинции газового месторождения Сеталантепе и получения интенсивных газопроявлений из структурных скважин на площадях Ташкудук и Газли, началось широкое развитие поисково-разведочных работ, в том числе методов геофизики и сейсморазведки. Комплексные работы и систематическое научное обобщение их результатов позволили выявить основные черты геологического строения обширных пространств, занятых пустынями Каракумы и Кызылкум, и определить наиболее перспективные районы для концентрации поисково-разведочных работ.

При планомерных геологоразведочных работах в провинции был открыт ряд месторождений (в основном газовых) в различных тектонических зонах (Чарджоуская ступень, Мары-Серахская зона поднятий и Хивинский прогиб, Центрально-Каракумский свод и др.). В подсолевых карбонатных отложениях Чарджоуской ступени (1969-1970гг.) были установлены рифогенные ловушки.

Открытие и планомерный ввод в разработку газовых месторождений обеспечил непрерывный рост добычи газа, которая в 1975 году достигла 87 млрд. м³. За весь период разработки добыто 517 млрд. м³ газа.

Особенности тектонического строения

В строении выделяются 3 структурных этажа: палеозойский складчатый фундамент, промежуточный комплекс и MZ-KZ осадочный чехол.

Отличительной особенностью провинции является выход пород фундамента на поверхность в виде щитов. Поверхность складчатого фундамента Туранской плиты имеет эрозионно-тектоническое происхождение и резко расчленена, образуя крупные выступы и впадины, разграниченные, как правило, продольными глубинными разломами. В наиболее погруженных зонах фундамент опущен на 7-9 км (Северо-Карабийский прогиб).

Породы PZ разновозрастны: восточная и северо-восточная части – каледониды; в центральной части – герциниды; на западе – позднегерцинского возраста.

Возраст промежуточного этажа колеблется от верхнего карбона до триаса. Пермо-триас представлен вулканогенно-осадочными образованиями.

В основании платформенного чехла лежит терригенная формация нижней-средней юры. Верхнеюрские отложения представлены карбонатной формацией

келловей-оксфорда и галогенной площадной формацией (гаурдакской свитой), венчающей разрез юры, выклинивающейся около Предкопетдага.

Отложения меловой системы доминируют в разрезе (мощность - 3 км); нижний мел – терригенная сероцветная формация; верхний мел – карбонаты; палеоген, неоген, четвертичные отложения представлены терригенной формацией.

2.1.8

Газонефтеносность

Стратиграфический диапазон нефтегазоносности – J – K. Основные продуктивные комплексы: верхнеюрский и неокомский. В верхней юре – рифогенные коллекторы, покрышкой являются соленосные отложения. Каждый крупный тектонический элемент контролирует отдельную нефтегазоносную область или самостоятельный НГР (табл. 2.1.). Промышленная газонефтеносность Туранской провинции установлена в ниже-среднеюрских, верхнеюрских, нижнемеловых и верхнемеловых отложениях. Отдельные залежи нефти и газа открыты в пермо-триасовых и палеогеновых породах.

Пермо-триасовый НГК мощностью более 100 м выражен в основном терригенными, а также карбонатными породами с примесями терригенного и вулканогенного материала. Продуктивен в пределах Южно-Мангышлакской НГО, где открыт ряд залежей углеводородов на Оймашинском, Ракушечном, Узеньском и др. месторождениях и в Амударьинской ГНО (Гугуртлинское месторождение).

Ниже-среднеюрский НГК мощностью 200 - 1100 м представлен чередованием глин, песчаников, алевролитов и аргиллитов. Региональное изменение мощности его не изучено, во вскрытых разрезах она колеблется в пределах 100 - 400 м. В коллекторских толщах открыты нефтяные и газоконденсатнонефтяные залежи. С отложениями этого возраста связано 80% разведанных запасов нефти и 5% газа. Продуктивен в Амударьинской ГНО, Южно-Мангышлакской НГО и Северо-Устюртской НГО.

Комплекс характеризуется слабой изученностью. Он вскрыт некоторыми скважинами в бортовых частях Амударьинской синеклизы (Бухарская, Чарджоуская и Беурдешикская ступени). Газонефтеносность установлена на некоторых месторождениях Кагано-Мубарекского района (Сеталантепе, Юлдузак, Шурчи, Акджар, Северный Мубарек), на месторождении Беурдешик (Беурдешикская ступень).

Верхнеюрский (келловей-оксфордский) НГК мощностью 100 - 600 м регионально распространен на территории провинции. На значительной части территории комплекс сложен карбонатными отложениями келловей-оксфордского возраста мощностью до 500 м и более. Региональной покрышкой служит соленосная толща кимеридж-титонского возраста, а в зонах ее отсутствия - глинистые и ангидритовые породы того же возраста. В его разрезе установлены преимущественно газовые залежи на местоскоплениях

Бухарской, Чарджоуской и Беурдешикской ступеней, Заунгузского и Хивинского прогибов. Скопления нефти установлены на месторождениях Кагано-Мубарекского района в виде оторочек или небольших залежей. С комплексом связано около 55% разведанных запасов газа и 17% запасов нефти. Характерно развитие рифовых фаций.

Региональной покрывкой провинции является гаурдакская свита, представленная в нижней части чередованием ангидритов и темных известняков, в средней части солями или ангидритами с прослоями красных алевролитов и глин; в верхней части — ангидритами с прослоями красных глин, песчаников и мергелей; мощность -70 – 850 м, возраст — верхний оксфорд — титон. 01-2

Свита распространена на южном склоне Гиссарского хребта, в среднем течении р. Амударья, в центральном и западном Таджикистане. К Предкопетдагскому прогибу свита выклинивается.

Неоком-аптский НГК — один из основных в провинции. Имеет региональное распространение. Газонефтеносность установлена на подавляющем большинстве месторождений Бухарской и Беурдешикской ступеней, Карабиль-Бадхызской зоны поднятий, Хивинского прогиба, а также Центрально-Каракумского свода.

Комплекс представлен чередованием песчаников, глин и алевролитов, с прослоями известняков. Региональной покрывкой служит глинистая толща верхнеапт-альбского возраста. Литологический состав комплекса не однороден, что обуславливает разное количество нефтегазоносных горизонтов в разрезе. В Мургабской газоносной области, в верхней части разреза (аптские отложения) глины - один газоносный горизонт, приуроченный к песчаникам неокома (Шатлык, Байрамали и другие месторождения). На Бухарской ступени в разрезе комплекса выделяются три газонефтеносных горизонта (XIV, XIII, XI1).

Верхнемеловой (альб-туронский) НГК мощностью 400 - 1600 м не имеет широкого распространения. Газоносность его выявлена лишь на отдельных месторождениях Бухарской (Газли, Сеталантепе, Акджар), Беурдешикской ступеней и Хивинского прогиба (Ачак, Наип), а также на Зеагли-Дарвазинской группе месторождений Центрально-Каракумского свода. НГК представлен переслаиванием песчаников и алевролитов с глинами. Покрывкой для залежей служит толща туронских глин. Содержит ряд пластовых залежей газа. Продуктивен в Амударьинской НГО (Газлинское, Ачакское, Наибскос и др. месторождения) Каракумской НГО (Зеагли-Дарвазинская группа месторождений).

Палеогеновый (эоценовый) НГК мощностью 600 - 1200 м представлен песчано-алевролитовыми породами, в которых выделяются продуктивные горизонты мощностью 10 — 30 м. Открыт ряд газовых месторождений в Северо-Устюртской (Жамапкоюн-Кулакское, Жаксыкояпкуллакское, Кылойское и др.) и Мургабской НГО.

Перспективный палеозойский НГК сложен породами разнообразного состава, связанного с корой выветривания фундамента. Нефтегазоносен в Амударьинской ГНО (Акджарское, Северо-Мубарекское, Шурчипское и др. месторождения).

Месторождение Шатлык - первый газовый гигант СССР с запасами 600 млрд. м³. Расположено в южной части провинции, в Марыйском р-не Туркмении, к юго-западу от г. Мары; открыто в 1968 г., разрабатывается с 1973 г. Приурочено к крупной пологой брахиантиклинали, осложненной 2 куполами на зап. борту Мургабской впадины (рис. 2.31).

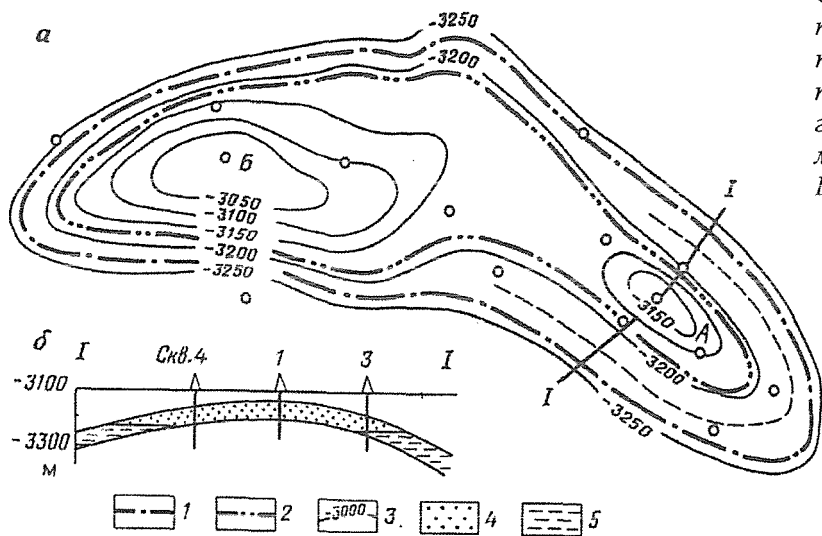


Рис.2.31.
Структурная карта
по кровле
продуктивных
песчаников и
геологический профиль
месторождения
Шатлык

На месторождении две газоконденсатных залежи пластово-сводового типа: нижняя залежь находится на глубине 3350 м, сложена известняками келловейского и оксфордского возраста с пористостью 13 % и проницаемостью 1,7 Д; коллекторы верхней залежи на глубине 3219 м. представлены красноцветными песчаниками и алевролитами карабийской свиты (неоком) мощностью 130 м. с пористостью 21 % и проницаемостью 2,1 Д. Покрышка - известняки, мергели, доломиты, ангидриты. Дебиты составляли - 1 млн. м³ / сут. Высота залежи 227 м., нач. пластовое давление - 36,8 мПа, температура - 137⁰С. Содержание конденсата - 12 г/см³.

Особенности Туранской провинции

1. Поверхность складчатого фундамента Туранской плиты имеет эрозионно-тектоническое происхождение и резко расчленена, образуя крупные выступы и впадины, разграниченные как правило продольными глубинными разломами.
2. В отдельных участках фундамент выходит на поверхность; в других (Мургабская впадина) погружен на глубину свыше 10 — 12 км. В различных частях плиты складчатый фундамент имеет разный возраст от каледонского (Чуйская впадина) до позднегерцинского (горный Мангышлак).
3. Все газы залежей провинции — бессернистые;
4. В зоне распространения соленосной толщи кимериджа — титона залежи газа в верхнеюрском карбонатном комплексе имеют региональное распространение и приурочены к кровле келловей-оксфордских известняков.
5. В осадках, перекрывающих соленосную толщу, залежи выявлены на более ограниченных площадях, т.к. галогенные отложения обладают высокими экранирующими способностями и низкими генерирующими свойствами вышележащего мелового разреза.
6. В зонах отсутствия соленосной толщи установлены многопластовые месторождения с широким стратиграфическим диапазоном газонефтеносности, охватывающим все перечисленные продуктивные комплексы.

Перспективы провинции:

Перспективы провинции связаны с продолжением поисково-разведочных работ на бессернистый газ в меловых и частично юрских отложениях в краевых частях Амударьинской синеклизы (Шатлыкский, Беурдешикский, Кагано-Мубарекский и другие районы).

Предполагается также расширение поисков залежей газа и нефти в подсолевых верхнеюрских отложениях в установленных и предполагаемых зонах развития резервуаров рифогенного типа (Чарджоуская ступень, Бешкентский прогиб и др.).

Оценка перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрских терригенных отложениях Амударьинской синеклизы позволяет планировать дальнейшие поиски залежей. В зонах выклинивания меловых и юрских отложений (Бухарская ступень, Бахардокский склон, Карабиль-Бадхызская зона поднятий и др.) продолжаются поиски ловушек и залежей нефти и газа неструктурного типа.

Табл. 2.1. Краткая характеристика газонефтеносных областей Туранской провинции

Провинция	НГО	Тектонический элемент	Особенности газонефтеносности	Месторождения
Туранская НГП	<u>Предкопетдагская ПНГО</u>	ПНГО охватывает Бахардокский склон и Предкопетдагский краевой прогиб.	Область изучена слабо. Основные перспективные комплексы: юрский; меловой.	
	<u>Беурдешик-Хивинская ГО</u>	ГО включает Хивинский прогиб и Беурдешикскую тектоническую ступень		
	1. Наипский ГР	ГР находится в северной части Хивинского прогиба	Наиболее разведан в области. Месторождения характеризуются широким стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности (от верхней юры до нижнего мела, включая аптский ярус); многопластовые (выделяют 14 продуктивных горизонтов, с залежами пластово-сводового типа). Преобладающая часть запасов сосредоточена в нижнемеловых горизонтах.	ГК месторождения: Ачак; Северный Ачак; Наип; Северный Наип; Южный Наип.
	2. Кирпичлинский ГР	ГР расположен в южной части Хивинского прогиба.	Месторождение Кирпичли приурочено к антиклинальной складке. Залежь - в карбонатных отложениях верхней юры.	Месторождение Кирпичли (Г)
	3. Беурдешикский ГР	ГР занимает одноименную тектоническую ступень на северо-западном борту Амударьинской синеклизы.	Территория слабо разведана. Продуктивные горизонты установлены в нижне-среднеюрских карбонатно-терригенных и верхнеюрских карбонатных отложениях; также в надсолевых терригенных породах неокома.	Местоскопление многопластовое - Беурдешик (Г).
	<u>Чарджоуская ГНО</u>	ГНО занимает территорию Чарджоуской тектонической ступени и Бешкентского прогиба.		
	1. Гугуртлинский ГР	Гугуртли-Учкырский выступ	Диапазон нефтегазоносности охватывает верхнюю юру; апт, альб. Все месторождения приурочены к антиклинальным складкам. Преобладающий тип залежей - пластовый сводовый. Коллекторы в юре - известняки; в меловой - известняки.	Месторождения Даяхатын; Кульбешкак

2. Приамударь-
инский ГР

ГР протягивается узкой
полосой вдоль восточного
крыла Амударьинского ре-
гионального разлома.

вых отложениях - терригенные поро-
ды.

Характерно: развитие мелких прираз-
ломных складок. Месторождения мел-
кие, однопластовые, связанные со
сложнопостроенными антиклинальными
складками. Залежи приурочены к
карбонатным отложениям верхней юры.

Газовые месторождения: Фа-
раб, Алат, Сакар, Киштуван,
Метеджан.

3. Денгикуль-
ский ГНР

Занимает территорию одно-
именного вала, Култакско-
го и восточной части
Чарджоуского выступов.

В районе сосредоточена большая
часть разведанных запасов УВ ГНО.
Все местоскопления (исключение неф-
тяное местоскопление Уртабулак) -
газовые и газоконденсатные. Разве-
данные запасы сосредоточены в под-
солевых карбонатах верхней юры и
приурочены большей частью к глуби-
нам до 3 км. Остальные находятся на
глубинах 3 -5 км. Подавляющая часть
залежей относится к массивным, ри-
фогенным. Газ содержит повышенное
количество сероводорода (3-5 %).

Месторождения: Уртабулак
(Н); Денгизкуль (Г); Саман-
тепе (Г) и др.

Бухарская ГНО

ГНО соответствует одно-
именной ступени, распо-
ложенной на восточном борту
Амударьинской синеклизы.

Выявленные местоскопления характе-
ризуются широким стратиграфическим
диапазоном газонефтеносности, охва-
тывая юру и мел.

1. Газлинский
ГР

ГР приурочен к одноимен-
ному выступу

Месторождение Газли - многопласто-
вое (8 продуктивных горизонтов, из
которых в 7 - газовые залежи сено-
мана и альба; 1 - газонефтяная в
неокоме). Ташкудук - содержит одну
небольшую сеноманскую залежь.

Месторождения: Газли (Г);
Ташкудук (Г)

2. Кагано-
Мубарекский ГНР

Район занимает территорию
Каганского и Мубарекского
выступов

Все месторождения многопластовые, с
широким диапазоном нефтегазосно-
сти. Выделяют до 8 горизонтов с
преобладанием газовых залежей.
Нефть встречается в виде оторочек.
Коллектора в юре - преимущественно
карбонатно-терригенные и карбонат-
ные породы; в мелу - песчаники.
Преобладают залежи пластовые сводо-

Месторождения: Акджар, Кара-
баир, Карактай.

вые, массивные (рифогенные).

Мургабская ГО

Занимает территорию Мары-Серахской зоны поднятий, Байрамалийского вала, Учаджинского свода и Северо-Карабиль-ского прогиба.

Большая часть ГО слабо изучена и отнесена к перспективным землям.

Перспективы области связываются с подсолевыми верхнеюрскими карбонатными отложениями, где прогнозируется развитие зон барьерных рифов; и с надсолевыми терригенными отложениями неокома.

Большинство установленных залежей сводового типа, приуроченных к пластовому резервуару и массиву; крупные газовые месторождения: Даулета бад-Донмезское, Байрамалийское, Майское, Шатлыкское, Шаранлинское, Келийское, Тедженское и др.

1. Шатлыкский ГР

ГР находится в юго-западной части ГО и занимает два вала: Шатлыкский и Тедженский.

Залежи газа пластового типа установлены в надсолевых терригенных отложениях неокома.

Шатлык (Г); Теджен (Г).

2. Байрамалийский ГР

ГР соответствует Байрамалийскому валу и примыкающей к нему с запада основной части Мары-Серахской зоны поднятий.

Выявлено меньше 10 однопластовых газовых месторождений со сводовыми залежами в песчаниках неокома.

Каракумская ГО

ГО расположена в южной части Каракумского свода и охватывает Зеаглин-Дарвазинское поднятие и его склоны.

Основным нефтегазоносным комплексом является терригенный мел. В пределах Каракумского свода месторождения приурочены к 10 мелким куполовидным складкам, содержат небольшие залежи газа и конденсата. Меловые отложения содержат более 20 газоносных пластов. В южной части свода появляются залежи в отложениях верхней юры (Коюн, Южный Курук). Характерна сильная литологическая изменчивость пластов.

В Зеагли-Дарвазинской группе месторождений открыты газовые залежи 3-х типов: пластово-сводовые; пластовые, тектонически экранированные; пластовые литологически экранированные.

Открыто более 20 месторождений: Дарвазинское, Зеаглинское, Такырское, Шиихское, Атабайское, Чиммерлинское, Чашхынское, Курукское и др.

Южно-
Мангышлакская НГО

Область приурочена к од-
ноименной впадине на за-
паде Туранской провинции

Регионально нефтегазоносны юрские
отложения, содержащие 17 мощных
продуктивных пластов.

*Перспективны юрско-меловые отложения
Жетыбай-Узенской ступени, триасовые
образования Северного борта Южно-
Мангышлакского прогиба.*

В области выделяются Жеты-
бай-Узенская и Тенге-
Тазбулатская зоны нефтега-
зонакопления, приуроченные
к валообразным поднятиям. В
пределах северного борта
Ассакеауданского прогиба
выделяется Шахпахтинская
зона нефтегазонакопления.
Почти все месторождения
приурочены к брахиантикли-
нальным складкам, с поло-
гими углами падения. Заложи
многопластовые, сводовые,
приурочены к пластовым ре-
зервуарам. Наиболее крупные
месторождения: Узень, Жеты-
бай, Оймашинское.

Северо-
Устьуртская НГО

Соответствует Северо-
Устьуртской впадине, Бар-
сагельмесскому прогибу,
Актумсукскому выступу,
Бузачинскому поднятию.

Основной продуктивный комплекс —
средне-верхнеюрский — содержит
больше половины начальных потенци-
альных ресурсов.

*Юрский комплекс рассматривается как
основной перспективный.*

Месторождения УВ приуроче-
ны к брахиантиклинальным
складкам, В Бузачинском
нефтегазоносном районе от-
крыты крупные нефтяные ме-
сторождения Каламкаское,
Каражанбасское и др.
Северо-Бузачинское, Арман-
ское, Арыстанское. Караку-
дукское, Колтыкское, Комсо-
мольское и др.

2.3. Предкавказско-Крымская (Скифская) нефтегазоносная провинция

Провинция приурочена к территории эпигерцинской платформы (Скифской плите), примыкающей на юге к древней Русской платформе (рис. 2.32).

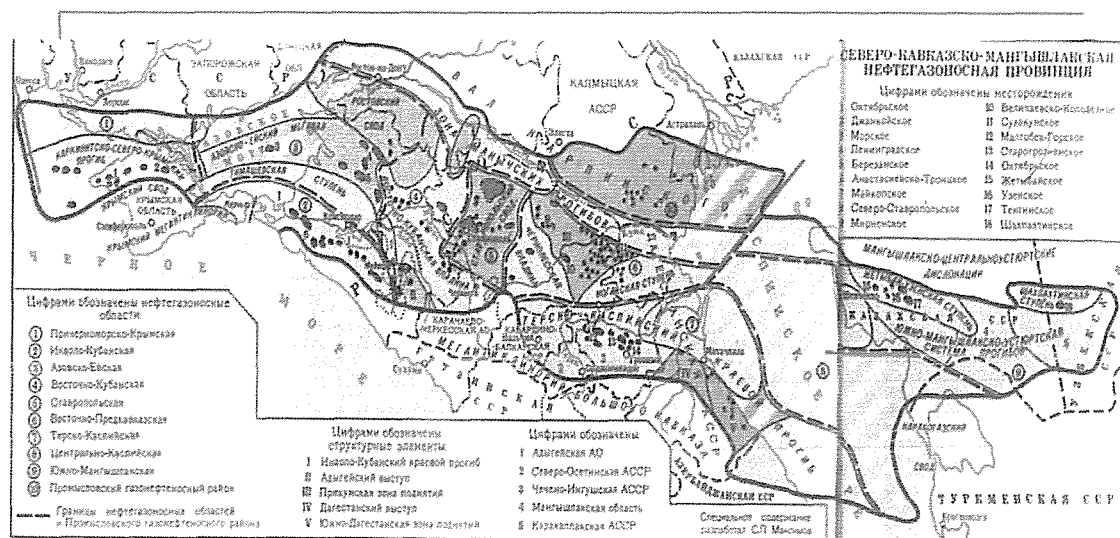


Рис. 2.32. Тектоническая схема Предкавказско-Крымской НГП (по С.П. Максимова)

Предкавказско-Крымская (Скифская) нефтегазоносная мегапровинция занимает территорию Краснодарского, Ставропольского краев, Дагестанской и Калмыцкой республик. Ростовской и Астраханской областей РФ, Крымской части Украины и шельфа Азовского и Каспийского морей. Общая площадь провинции составляет 530 тыс. км².

Границы провинции

-на севере Скифскую плиту от древней Восточно-Европейской платформы отделяет система глубинных разломов;

на западе – граница условная проходит по восточному склону Крымского свода;

на юге – Кавказская геосинклиналь;

на востоке – Южно-Мангышлакско-Устюртская система прогибов Туранской плиты.

1864 г. – пробурены первые нефтяные скважины около Тамани;

1893 г. – получен первый фонтан из среднемиоценовых отложений на Старогрозненском месторождении;

До конца 40-х гг. – основной нефтепоисковый объект – отложения среднего миоцена в Терско-Каспийском краевом прогибе и олигоцена-миоцена Индоло-Кубанского прогиба;

50-е гг. – изучение глубоко погруженных горизонтов мезо-кайнозоя (открытие Анастасиевско-Троицкого ГНМ – N , газовые залежи в хадумском горизонте (олигоцен); Малгобек-Вознесенское НМ в Терско-Каспийском прогибе;

60-е гг. – открытие ряда месторождений на Мангышлаке (Узень НМ; Жетыбай ГНМ - J); установление промышленной нефтегазоносности Крыма;

1969 г. – максимальная добыча газа на Северном Кавказе (49,6 млрд. м).

Тектоническое строение

Провинция приурочена к краевой системе молодой Турано-Скифской платформы, состоящей из разнородных тектонических элементов – краевых прогибов платформенных структур и зоны передовой складчатости мегантиклинория Большого Кавказа. Скифская плита имеет четко выраженное трехчленное строение:

Нижний этаж сложен допалеозойскими и палеозойскими складчатыми комплексами (от байкальского до герцинского возраста). Докембрийский структурный этаж образован кристаллическими породами архейского и протерозойского возраста. Герцинский этаж представлен палеозойскими магматическими и мощными интенсивно дислоцированными осадочными формациями.

Средний промежуточный этаж представлен пестроцветными, эффузивно-осадочными породами пермо-триаса, мощностью до 1400 м., распространенными в депрессионных зонах.

Верхний этаж: осадочный чехол MZ-KZ возраста имеет преимущественно терригенный состав, карбонатные породы присутствуют в отложениях верхней юры, верхнего мела и палеогена), мощность чехла достигает 6 км. Платформенный покров мощностью от нескольких сотен метров на западе мегавала Карпинского до 1500 м на Ставропольском поднятии и до 5000 м и более в Терско-Кумской впадине сложен терригенными и карбонатными формациями юры, мела, палеогена, неогена и антропогена. В краевых частях Терско-Кумской впадины в разрезе появляются позднеюрские эвапориты (рис. 2.33).

Основными тектоническими элементами провинции являются: - Карпинитско-Северо-Крымский прогиб, Михайловская депрессия; Южно-Украинская моноклираль; Северо-Азовский прогиб; Среднеазовское поднятие; Азовский выступ (восточное погружение Украинского щита); Кряж Карпинского; зона Манычских

прогибов; Западно-Ставропольская впадина; Ставропольский свод; Восточно-Ставропольская впадина; Прикумская система поднятий; Ногайская и Тимашевская тектонические ступени.

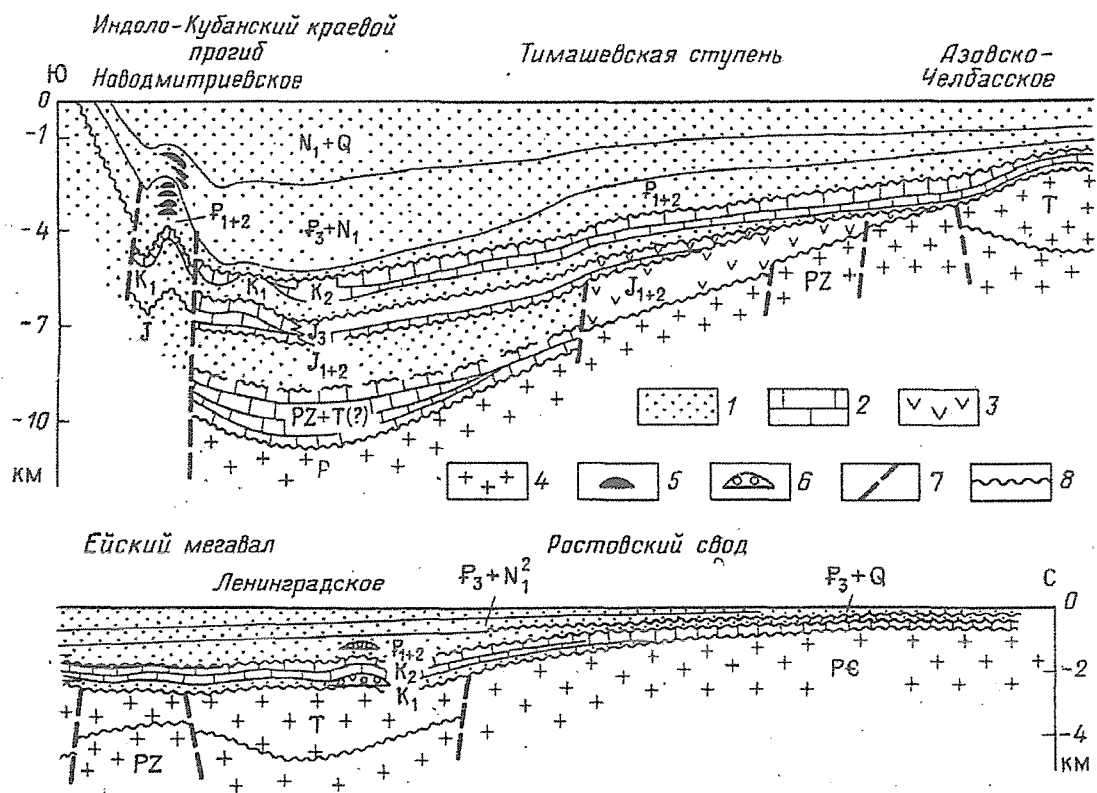


Рис. 2.33. Геологический разрез через Предкавказкую и Предкавказско-Крымскую нефтегазоносные провинции (по Ю.Н.Швембергу)

1 – песчаники; 2 – известняки; 3 – эвапориты; 4 – фундамент; 5 – нефть; 6 – газ; 7 – тектонические нарушения; 8 – поверхность несогласия

Нефтегазоносность

К настоящему времени в провинции открыто свыше 300 месторождений. Все горизонты МЗ-КЗ чехла промышленно нефтегазоносны: основные нефтяные продуктивные горизонты сосредоточены в юрской и нижнемеловой частях разреза. Выделяется 3 нефтегазоносных литолого-стратиграфических комплекса:

- пермо-триасово-юрский (подсолевой) венчается аргиллитами бата и титонской галогенной покрывкой, широко развитой в Восточном Предкавказье;
- мел-палеогеновый, завершающийся региональной глинистой толщей майкопской свиты;
- незавершенный неогеновый.

Пермско-триасовый НГК мощностью 0 - 2500 м представлен терригенными и карбонатными породами. Природные резервуары приурочены к коллекторам трещинно-кавернозного типа. Открыты многочисленные месторождения нефти и газоконденсата в Азово-Кубанской НГО (Ленинградское, Каневское, Крыловское и др.) и Терско-Кумской НГО (Урожайное, Колодезное, Южно-Буйнакское) и др. месторождения.

Нижне-верхнеюрский НГК мощностью от 0 — 600 м до 1500 — 2500 м разделяется на два подкомплекса: верхний — карбонатно-эвапоритовый (верхнеюрский) и нижний — терригенный (средне-нижнеюрский), в которых выделяется до 5 продуктивных горизонтов мощностью 10 — 40 м. Нефтегазоносен в Терско-Кумской НГО (Максимокумское, Величаевское, Безводное, Русский Хутор и др.) и в НГО восточной части мегавала Карпинского (Каспийское и др. месторождения).

Нижнемеловой (неоком-альбский) НГК мощностью 0 — 800 м подразделяется на два подкомплекса. Верхний альб-аптский (терригенный) содержит в разрезе до 5 пластов, мощностью 10 — 50 м. Нижний-неокомский (терригенно-карбонатный) имеет в своем составе 7 продуктивных горизонтов. Содержит залежи газа и конденсата на территории Азово-Кубанской НГО (Каневское, Березанское, Старо-Минское, Кущевское, Армавирское и др.), Причерноморско-Крымской НГО (Западно-Октябрьское, Татьяновское и др.), Ставропольской НГО (Мирненское). Нефтяные и газоконденсатные залежи открыты в Терско-Кумской НГО (Величаевское, Колодезное, Зимнеставкинское, Озексуатское, Сухокумское и др.), НГО восточной части мегавала Карпинского (Промысловское, Олейниковское и др. месторождения).

Верхнемеловой НГК мощностью 250 - 750 м представлен карбонатными породами, которые нефтегазоносны по всей территории. Открыты многочисленные залежи УВ в Терско-Кумской НГО (Ачикулакское, Величаевское, Озексуатское, Прасковейское и др.), НГО восточной части мегавала Карпинского (Оленековское и др.), Причерноморско-Крымской НГО.

Палеогеновый терригенно-карбонатный НГК мощностью от 300 - 2000 м содержит главным образом скопления газа (Северо-Ставропольско-Пелагиадинское, Тахта-Кутультинское, Сангилеевское, Джанкойское, Глебовское, Стрелковое и др.).

Неогеновый НГК характеризуется значительной литологической изменчивостью, а в ряде районов глубокой эрозией разреза. В платформенных районах региона небольшие газовые скопления в маломощном и, как правило, в слабо дислоцированном разрезе комплекса встречаются эпизодически. Основная продуктивность связана с краевыми прогибами.

Нефтегазоматеринская толща

Типичной региональной нефтематеринской серией рассматривается майкопская свита, представленная темно-коричневыми не известковистыми глинами с прослоями и пачками песчаников и алевролитов, с мергелями и

прослоями и пачками песчаников и алевролитов, с мергелями и известковистыми глинами в нижней части разреза. Серия развита на Кавказе, В Предкавказье, в Причерноморской впадине, на Мангышлаке и на западе Средней Азии. Мощность отложений достигает 3600 м. Возраст: олигоцен – ранний миоцен.

НГТР

В провинции выделяется 6 НГО: Причерноморско-Крымская, Азово-Кубанская, Ставропольская, Терско-Кумская, восточной части мегавала Карпинского, Центрально-Каспийская. Нефтегазоносные области приурочены: в Западном Предкавказье - к Крымскому п-ову, Восточно-Азовскому поднятию, Восточно-Кубанской впадине и северному склону Северо-Кавказского краевого массива; в Центральном Предкавказье – к Ставропольскому своду; в Восточном Предкавказье – к Прикумскому поднятию, кряжу Карпинского и Восточно-Ставропольской впадине [23; 47].

Во всех перечисленных нефтегазоносных областях наиболее широко распространены зоны нефтегазонакопления, связанные с валлообразными и куполовидными поднятиями. Краткая характеристика нефтегазоносных областей приведена в табл. 2.2.

Газонефтяное месторождение Жетыбай расположено в Мангышлакской области Казахстана. Открыто в 1961 г. Приурочено к антиклинальной складке в пределах Жетыбай-Узеньской тектонической ступени. В строении разреза принимают участие породы триаса, юры, мела, палеогена и неогена.

Продуктивны юрские отложения, в которых выделено 12 горизонтов. Отложения представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Число пластов, сложенных песчаниками меняется от 2 до 8. Средняя пористость коллектора колеблется от 14 % до 22%, проницаемость изменяется в пределах от 0,034 до 0,246 мкм². Эффективная мощность коллекторов изменяется от 3 до 151 метра.

Наблюдается общее несоответствие структурных планов по подошве сеноманского, валанжинского, оксфордского ярусов и среднеюрских отложений.

Залежи УВ пластовые, сводовые. К горизонту Ю-I приурочена газоконденсатная залежь.

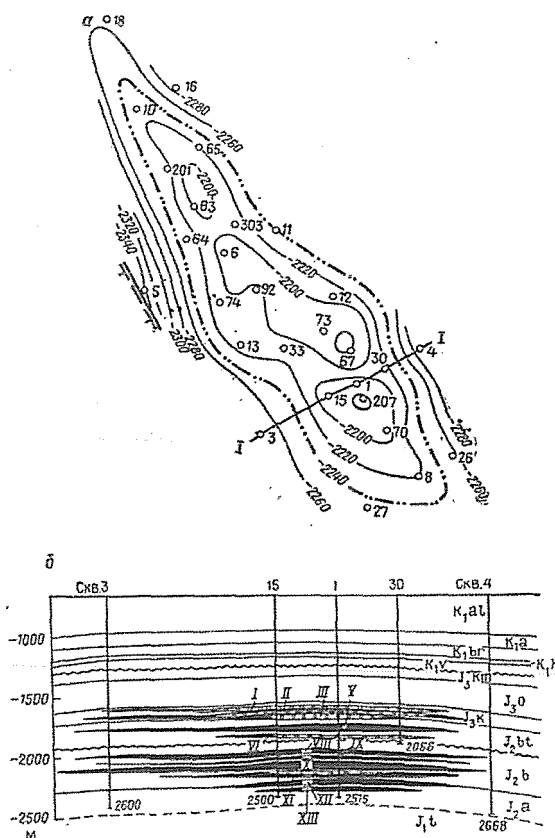


Рис. 2.34. Жетыбайское нефтяное месторождение (по Т. Дюмбаеву, 1970 г.): а) структурная карта по кровле XII продуктивного горизонта средней юры; б) геологический профиль по линии I – I

В шести горизонтах нефтяные залежи с газовыми шапками, в пяти без них. Нефти всех горизонтов относительно легкие (0,828 – 0,860), смолистые (4,52 – 19,4 %), высокопарафинистые (12 – 29,8%), малосернистые (0,07 – 0,235%).

Особенности провинции

1. Глубина залегания фундамента – 1-3 км (6-8 км во впадинах и прогибах). В пределах Ставропольского свода фундамент залегает на глубине 650 – 1200 м.
2. Ставропольский свод делит провинцию на две части: западную и восточную.
3. Характерной чертой впадин является наличие погребенных структур, не выраженных в верхних частях осадочного чехла;
4. Все тектонические структуры осложнены более чем 400 локальными конседиментационными складками небольших размеров, ориентированными субширотно;
5. В пределах краевых прогибов и северного склона антиклинория Большого Кавказа складки имеют очень сложное строение и осложнены разрывными нарушениями и диапирами;
6. В разрезе чехла выделяются несколько крупных перерывов в осадконакоплении: предтриасовый, предъюрский, предмеловой, предпалеогеновый, преднеогеновый.
7. Большинство месторождений прогибов провинции – одно и двухзалежные, небольшое количество – многопластовые, с большим диапазоном нефтегазоносности. В краевых прогибах месторождения приурочены к их центральным частям, к высокоамплитудным локальным поднятиям. В платформенной части провинции месторождения локализованы в пределах одной ловушки, приуроченной к крупному тектоническому элементу;
8. На Южном Мангышлаке большинство месторождений приурочено к северной бортовой зоне – Жетыбай-Узеньской и Шахпахтинской тектоническим ступеням;
9. Наблюдается пространственная закономерность в распределении нефти и газа. Газонакопление связано со структурными элементами, занимавшими длительное время высокое гипсометрическое положение (Ставропольский свод, кряж Карпинского); нефтенакопление приурочено к поднятиям, испытывавшим – погружение;

10. Преобладают залежи пластовые, сводовые; реже встречаются литологические и стратиграфические.

11. Наличие грязевого вулканизма; вулканические очаги распространены на участках с мощным осадочным слоем земной коры, особенно в пределах нефтегазоносных площадей, где в разрезе, как правило, присутствуют глинистые породы, служащие крышкой залежей.

Перспективы провинции

Перспективы провинции связаны с освоением слабоизученных районов Тимашевской, Ногайской тектонических ступеней и Сулакской впадин и глубоко-залегающих нефтеносных горизонтов на глубинах 5 – 7 км.

А также с поисками залежей в подсолевом пермо-триасово-юрском нефтегазоносном комплексе в пределах Черноресской впадины, Грозненского и Прикумского районов Дагестана.

Вопросы для самоконтроля:

1. Каков стратиграфический диапазон нефтегазоносности осадочного чехла в провинциях молодых платформ?
2. Назовите общие черты строения изученных провинций?
3. Перечислите крупные тектонические элементы, с которыми связаны нефтегазоносные области Скифской провинции?
4. Какие литологические факторы определяют закономерности размещения крупных нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири?
5. Охарактеризуйте особенности размещения скоплений нефти и газа в рифогенных известняках?
6. Назовите нефтегазоматеринские толщи молодых провинций? В каких условиях происходило их накопление?
7. Охарактеризуйте зональность в распределении месторождений УВ в пределах изученных провинций?
8. В какой провинции наиболее развиты конседиментационные складки?
9. Каков возраст и состав майкопской свиты?
10. В чем заключается геологическая особенность битуминозных баженовских аргиллитов?
11. Охарактеризуйте основные проблемы нефтегазоносности северных территорий?
12. Что общего в истории развития молодых провинций?

Табл. 2.2. Нефтегазоносные области и районы Скифской нефтегазоносной провинции

Провинция	НГО	Тектонический элемент	Основные продуктивные комплексы	Особенности залежей
Предкавказско-Крымская (Скифская) НГП	<u>Причерноморско-Крымская ГНО</u>	ГНО расположена в пределах Каркинитско-Северо-Крымского прогиба	Главным продуктивным газоносным и газоконденсатным комплексом является палеогеновый (майкопские и палеоценовые отложения).	<i>Перспективы связывают с нижнемеловыми отложениями, в которых в настоящее время выявлены единичные месторождения газоконденсата и нефти (Западно-Октябрьское, Татъяповское, Октябрьское, Джанкойское), а в отдельных скважинах получены притоки нефти.</i>
	<u>Азово-Кубанская НГО</u> В пределах области выделяют Ейско-Березанский, Кропоткинский, Расшеватский и Азовский районы. Ейско-Березанский район приурочен к одному сложному строению.	НГО располагается между Ставропольским и Крымским сводами, включая в себя акваторию Азовского моря.	Газоносность связана с базальными пластами альба, трансгрессивно залегающими на породах докембрия и часто образующими единый резервуар с корой выветривания фундамента. Продуктивный горизонт распространен по всей территории области, локальное выклинивание отмечается в приподнятых участках докембрийского тектонически-эрозионного рельефа. В центральных частях района продуктивны верхний мел и палеоген.	<i>В центральных частях района продуктивны верхний мел и палеоген. На юго-востоке области выявлены газовые и газоконденсатные месторождения: Каневское, Лебязье, Старо-Минское, Ленинградское, Березанское, Челбасское и др.</i>
	<u>Ставропольская ГНО.</u> В пределах области выделяют Северо-Ставропольский газоносный и Южно-Ставропольский газонефтеносный районы	НГО занимает территорию Ставропольского свода	Наибольшие запасы УВ отмечаются в олигоценовых отложениях. В основном продуктивном палеогеновом комплексе сосредоточено 95% начальных разведанных запасов газа.	<i>Газовые месторождения: Северо-Ставропольско-Пелагиадинское, Мирненское, Николаевское</i>
	<u>Терско-Кумская</u>	НГО включает Вос-	Стратиграфический разрез от	<i>Открыто более 130 месторождений</i>

НГО

В области выделяют Восточно-Маньчжурский, Прикумский и Восточно-Ставропольский нефтегазоносные районы.

НГО восточной части кряжа Карпинского

Центрально-Каспийская НГО

точно-Маньчжурский прогиб и его морскую часть, Прикумскую зону поднятий, Восточно-Ставропольскую впадину и Ногайскую ступень.

НГО соответствует восточной части кряжа Карпинского

НГО занимает Центрально-Каспийскую моноклинали,

триаса до неогена является нефтегазоносным. Большую часть УВ содержат меловые отложения.

Основной продуктивный комплекс – нижнемеловой; продуктивны триас, юра

нефти и газа (Колодезное, Зимне-Ставкинское, Величаевско-Колодезное, Камышовое, Восточно-Безводненское нефтяные, Степное, Сухомумское, Майли-Харанское, Восточное, Гороховское, Юбилейное, Подсолнечное, Ачикулакское, Журавское, Воробьевское, Озек-Суатское

Выявлено 19 месторождений, в том числе; Краснокамышанское, Северо-Камышанское, Ярмолинское, Цубукское, Тенгутинское, Олейниковское и Промысловское, Каспийское, Межевое, и др.

На шельфе Каспийского моря открыты такие крупные месторождения, как Ракушечное, имени Ю. Корчагина, Хвалынское и выявлен целый ряд структур, таких как Сарматское, Центральное и Ялама-Самур, где предполагается открытие крупных месторождений.

Часть III

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ

На территории России и сопредельных стран расположены две крупнейшие по размерам древние платформы (**кратоны**): Восточно-Европейская (Русская) и Сибирская, фундаментом которых являются кристаллические породы докембрийского возраста. С ними связано значительное количество нефтегазоносных провинций древнего осадконакопления.

Древние платформы представляют собой относительно устойчивые консолидированные складчатостью, метаморфизмом и интрузиями крупные участки земной коры, сложившиеся уже к началу палеозоя. В фундаменте древних платформ преобладают образования архея, раннего-среднего протерозоя, представленные глубоко метаморфизованными гнейсами, кристаллическими сланцами и гранитами [18].

Древние платформы имеют полигональные очертания и отделены от складчато-надвиговых сооружений **орогенов** передовыми прогибами, наложенными на опущенные края этих платформ либо тектонически перекрытыми надвинутыми периферическими зонами.

Поверхность фундамента платформ представляет собой денудированную поверхность складчатого орогена. В течение «доплитного» этапа развития платформы проходят **стадию кратонизации и авлакогенную стадию**.

На большинстве древних платформ **стадия кратонизации** отвечает по времени первой половине среднего протерозоя – раннему рифею. На этой стадии все крупные платформы представляли собой единый суперконтинент – Пангею, возникший в конце раннего протерозоя. Накопление континентальных осадков происходило на ограниченных площадях. Широкое развитие получило образование субаэральных покровов кислых эффузивов и туфов [24; 28; 52].

Авлакогенная стадия соответствует среднему и позднему рифею, захватывая ранний венд. Этому времени соответствует начало распада суперконтинента и обособление отдельных древних платформ, сопровождающееся образованием многочисленных рифтовых систем, перекрытых впоследствии осадочным чехлом и превращенных в авлакогены. Выполнены палеорифты-авлакогены обломочными континентальными и мелководно-морскими циклически построенными осадками – кварцитами, аргиллитами, строматолитами.

Переход к плитной стадии (собственно платформенному этапу) совершился на древних Восточно-Европейской и Сибирской платформах в венде. Он выразился в замещении авлакогенов прогибами, с расширением последних до размеров синеклиз, затоплением морем промежуточных поднятий и их превращении в антеклизы и в образовании сплошного платформенного чехла.

Интервал промышленной нефтегазоносности охватывает широкий диапазон отложений – от кембрийских до мезозойских.

Восточно-Европейская платформа – основная тектоническая структура в пределах европейской части России, занимающая всю территорию за исключением крайнего юго-запада. Границы Восточно-Европейской платформы фиксируются по системе краевых швов, которые на большей части своего распространения перекрыты надвигами.

Границы:

- **на северо-западе и севере** платформа обрамляется областью каледонской консолидации Атлантического пояса (Скандинавские каледониды);
- **на востоке** - герцинской Уральской складчатой областью;
- **юго-восточная граница** платформы проведена по Бузачинско-Мынсуалмасскому глубинному разлому, разделяющему Южно-Эмбинское палеозойское поднятие и Северо-Устюртский прогиб;
- **на юге** - альпийским Средиземноморским поясом;
- **на западе** - границе отвечает Северо-Донецко-Астраханский глубинный разлом, разделяющий несколько южнее г. Астрахани Прикаспийскую синеклизу и кряж Карпинского. Далее к западу границе платформы отвечает главный надвиг Донбасса [52].

По периферии Восточно-Европейской платформы Урал, Тиман и Карпаты отделены от нее передовыми прогибами, на которые они надвинуты. Скандинавские каледониды, являющиеся северо-западным продолжением Тиманского кряжа вдоль побережья Кольского полуострова надвинуты на платформу и перекрывают ее на расстоянии более чем 200 км. На западе Восточно-Европейская платформа граничит со Средне-Европейской, на юге – со Скифско-Туранской молодыми плитами.

Характерным для нее является повсеместное распространение архейского (в Тимано-Печорском регионе - рифейского) фундамента и наличие мощного чехла преимущественно палеозойских отложений. Наибольшая глубина погружения пород фундамента (по геофизическим данным до 25 км) отмечается в центральной части Прикаспийской синеклизы.

С Восточно-Европейской платформой связана одноименная **мегапровинция** и входящие в ее состав нефтегазоносные провинции: Волго-Уральская, Тимано-Печорская, Прикаспийская, Днепровско-Припятская, Балтийская [28]. Каждая из древних провинций имеет специфику геологического строения и условий нефтегазоносности.

История развития Восточно-Европейской платформы

Фундамент древней Восточно-Европейской платформы был сформирован к началу позднего протерозоя. С этого же времени начинает формироваться осадочный чехол. В результате байкальской складчатости байкалиды Тимана, Большеземельной тундры, полуостровов Канин, Рыбачий и Варангер присоединились к Вос-

точно-Европейской платформе. Осадконакопление происходило преимущественно в авлакогенах. В зонах разломов на поверхность прорывалась базальтовая магма. Облик близкий к современному платформа приобретает к палеозойскому времени.

В раннем кембрии западная и центральная части, кроме Балтийского и Сарматского щитов были охвачены трансгрессией, обусловившей накопление терригенных отложений, с фауной трилобитов. К концу раннего кембрия море сохранилось лишь на северо-западе. Новая среднекембрийская трансгрессия, идущая с запада и северо-запада уничтожила в большей части территории, накопившиеся нижнекембрийские отложения.

Разрез ордовика представлен морскими мелководными отложениями, широко распространенными в западной и центральной частях платформы. В тремадоке наблюдается опускание территории, и наступающая трансгрессия соединяет Балтийское и Южно-Уральское моря. Средний и поздний ордовик характеризуются карбонатным седиментогенезом в теплом морском бассейне. Западные части платформы начинают интенсивно погружаться.

В силуре платформа находится под уровнем теплого мелководного бассейна. В его западной части преобладают карбонатные отложения, на востоке - глинистые толщи. В конце силурийского периода отмечена регрессия бассейна.

В девонское время погружение охватывает восточные и центральные части платформы, вовлекая ее в постепенное погружение. Ось прогибания смещается на восток. К франскому веку морская трансгрессия достигает максимума, затапливая территорию.

Мелководно-морской бассейн существовал в пределах платформы и в каменноугольный период. Западная часть бассейна часто осушалась, с накоплением переходных литоральных фаций. Восточная часть, прилегающая к Урало-Монгольскому поясу, продолжала интенсивное погружение. Морские разрезы представлены толщами известняков и доломитов, с прослоями гипсов и ангидритов. Общее устойчивое поднятие платформы началось в конце карбона и завершилось в перми.

В ранней перми на востоке существует мелководный теплый морской бассейн, соединяющийся с Предуральским морем. Сокращение бассейна происходит в поздней перми, обуславливая возникновение солеродной лагуны. К казанскому веку начинается погружение северо-запада платформы, вызвавшее трансгрессию «цехштейнового» моря. В конце палеозоя платформа воздымается. Позднепермские отложения преимущественно континентального генезиса.

В истории развития древней Восточно-Европейской платформы три основных цикла нефтегазообразования приходятся на среднедевонско-турнейскую, ранне-среднекаменноугольную и среднекаменноугольно-раннепермскую эпохи осадконакопления, характеризующиеся наиболее мощными трансгрессивными фазами, обусловившими накопление мощных осадочных комплексов-доминантов. К ним и приурочен основной объем (93,1 %) разведанных запасов нефти и газа в провинциях древней Восточно-Европейской платформы.

В триасе продолжается поднятие платформы, осадконакопление континентального типа. Прогибание испытывает Прикаспийская синеклиза, в которой накапливаются угленосные верхнетриасовые толщи.

В юрское время осадконакопление осуществляется в условиях континента и в обширном морском бассейне. В тектоническом плане – закладываются синеклизы платформы. Раннеюрская трансгрессия, идущая из тетиса, достигает своего максимума в оксфорде. Юрский бассейн характеризуется пониженными температурами и неустойчивым режимом.

В раннемеловую эпоху (неоком) на территории платформы продолжает существовать холодный узкий меридиональный бассейн-пролив, соединяющий через Московскую синеклизу Арктический и Средиземноморский бассейны. В позднемеловую эпоху прекращается связь с Арктическим бассейном. Обширная трансгрессия из тетиса формирует теплый бассейн, протягивающийся от Средней Азии до Англии.

В кайнозое платформа находилась в условиях континентального осадконакопления. Лишь ее южная часть испытывала трансгрессию. В эоцене море продвинулось далеко на север до Среднерусской возвышенности. Бассейн являлся частью обширного Евразийского моря, которое простиралось от юга Англии до правобережья р. Сырдарьи. В центре синеклиз шло накопление карбонатно-глинистых глубоководных отложений. На крайнем юге формировались карбонатные породы. Регрессия бассейна началась в олигоцене.

Неоген ознаменовался господством континентального режима. В разрезах широко представлены озерные, болотные, речные осадки, изобилующие линзами бурого угля. Мелководные моря продолжали существовать на юге территории. Начавшаяся в плиоцене трансгрессия достигла своего максимума в четвертичное время [41; 52].

Сибирская платформа располагается в междуречье Енисея и Лены от Таймыра на севере до Байкальского нагорья и Восточных Саян на юге. В геоморфологическом отношении занимает все Среднесибирское плоскогорье.

Платформа сложена архейским - раннепротерозойским фундаментом и осадочным чехлом, где основную роль играют распространенные повсеместно палеозойские и докембрийские отложения. В отличие от Восточно-Европейской, Сибирскую платформу характеризует более сложное геологическое строение, связанное с широким распространением разрывных нарушений, наличием мощных трапловых интрузий и резко выраженной литолого-фациальной неоднородностью нижнепалеозойских, вендских и рифейских отложений.

В пределах Сибирской платформы выделяется Восточно-Сибирская мегапровинция, в состав которой входят Лено-Тунгусская, Ангаро-Ленская, Лено-Вилуйская и Енисейско-Хатангская нефтегазоносные провинции [28].

Промышленные запасы газа и нефти открыты в рифейских, вендских и нижнекембрийских отложениях. Газоносные территории приурочены к мезозойским впадинам северного и восточного обрамления платформ.

История развития Сибирской платформы

С конца протерозоя Сибирская платформа испытывала сильное прогибание и в кембрийское время находилась полностью под воздействием морских процессов. Только Анабарский и Алданский щиты представляли собой сушу, выступающую из под воды. Разрезы кембрия представлены разнообразными фациальными комплексами: от терригенных и карбонатно-морских, до красноцветных соленосных и нефтеносных лагунных [52]. Наибольшим распространением характеризуются мощные отложения нижнего кембрия. В среднекембрийскую эпоху для платформы отмечен максимум трансгрессии.

В структурном плане на платформе выделяют три зоны: зона подводных поднятий и островов, располагавшаяся между Анабарским и Алданским щитами и изобилующая рифогенными постройками и зоны глубоких прогибов, расположенные на северо-западе и юго-востоке.

На юге платформы, в районе Иркутского амфитеатра интенсивно накапливались соли, гипсы, ангидриты, красноцветные и пестроцветные породы, свидетельствующие об аридизации климата. Наличие рифогенных построек и комплексы теплолюбивых животных характеризуют кембрийское море, как теплый, тропический бассейн. В пределах Лено-Вилуйской синеклизы в раннем кембрии существовал первый крупнейший в мире в истории Земли солеродный бассейн [41].

К началу ордовика в пределах платформы располагалась низменная равнина. Размеры кембрийского морского бассейна уменьшились, но по-прежнему господство принадлежало карбонатным породам с богатейшей фауной. В фациальном плане отложения ордовика разнообразны и богаты фаунистическими остатками, среди которых наибольшим распространением пользуются брахиоподы. В разрезах присутствуют терригенные отложения, красноцветы и доломиты.

На западе и в центральной части платформы мелководное внутреннее море через пролив на Таймыре соединялось с Мировым океаном. К востоку от моря располагалась низменная суша. На юге платформы существовали горные системы. Частая смена фациальных условий предопределила накопления разнообразных в литологическом плане толщ: глауконитовых песчаников, карбонатных илов, гипсов, красноцветных пород.

Отложения силура наиболее развиты на западе платформы. Разрез преимущественно морской, в основании – карбонатный с богатой фауной, выше – сменяется доломитами и мергелями, с прослоями гипсов и ангидритов. В раннесилурийскую эпоху море на Сибирской платформе было лишь в бассейне р. Тунгуски и в верхнем течении Вилуя. Плоская суша, обрамлявшая берега местами переходила в слабо всхолмленную равнину. На юге по-прежнему существовали высокие горы. В юго-восточной части моря широкого развития получили осолоненные лагуны. В позднем силуре в результате регрессии территория лагун превратилась в прибрежную равнину.

В девоне существовали условия сухого и жаркого климата. Платформа представляла собой сушу, с накоплением континентальных отложений. Морские Арктические трансгрессии проникали на территорию Сибирского материка с севера и северо-запада и обуславливали накопление известняков и аргиллитов с морской

фауной. На востоке преобладали условия лагунного седиментогенеза. Снос осадочного материала происходил с древних каледонид и байкалид. Иногда на территорию платформы с востока проникали воды из Тихоокеанского геосинклинального пояса. На границах грабенообразных прогибов проявлялась вулканическая деятельность.

Континентальные условия продолжали господствовать на большей части платформы в каменноугольную эпоху. Климат был умеренный, теплый и влажный. В начале карбона северо-западная и северная часть территории испытывают погружение. Трансгрессия достигает максимума в турнейском веке и обуславливает накопление известняков с морской фауной. Продолжает погружаться и Виллюйская синеклиза. Активизируется вулканическая деятельность. Окончательно оформляется Тунгусская синеклиза, в пределах которой на плоских заболоченных пространствах междуречий происходит формирование угленосных отложений. В среднем карбоне происходит перестройка структурного плана платформы, что приводит к окончательному оформлению Тунгусской синеклизы. В отложениях встречаются редкие эффузивы, свидетельствующие об эпизодических внедрениях магмы.

Пермские отложения на платформе слагают верхнюю часть угленосной серии Тунгусской синеклизы. С поздней перми в пределах платформы интенсивно проявляется вулканизм. Внедрение трапловых интрузий отмечено на большей территории Восточной Сибири. Вулканогенные формации обнажаются по окраинам платформы.

Начало мезозоя ознаменовалось активным трапловым магматизмом в триасе. Большая часть платформы представляла собой сушу. Тунгусская синеклиза по-прежнему испытывала интенсивное прогибание. Мощность трапловой формации в ее пределах составила 2500 - 3000 м. На северо-востоке платформы в раннем и среднем триасе из Верхоянья море проникало в низовья рек Лены и Оленек.

В юрском периоде, во время прогибания северной и северо-восточной частей платформы были сформированы Хатангский и Предверхоанский прогибы, Виллюйская синеклиза. Морские песчано-глинистые отложения на юге замещаются континентальными осадками. Виллюйская синеклиза довольно быстро заполнилась осадками. На месте морского бассейна образовалась заболоченная аллювиальная равнина, давшая развитие угленосным отложениям с большими запасами каменных и бурых углей. Интенсивное угленакопление происходило во всех депрессионных зонах платформы.

В раннем мелу платформа представляла собой заболоченную равнину, с формированием угленосных озерно-аллювиальных формаций. Областью наибольшего прогибания являлся Предверхоанский прогиб, в котором накапливались грубообломочные толщи. На севере с Западной Сибири море проникло в Хатангский прогиб, сформировав значительные морские толщи. С позднего мела отмечено формирование кор выветривания.

В палеогене и неогене Сибирская платформа представляла собой высоко поднятый континент, с широким господством денудационных процессов. В погруженных зонах присутствуют разрезы континентальных отложений.

3.1. Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция является одним из наиболее перспективных нефтегазовых регионов России. Провинция занимает северо-восток Восточно-Европейской платформы и наложенные на нее впадины Предуралья и Пайхойско-Новоземельского прогибов.

К началу 2000 г. на территории разведано 149 нефтяных месторождений с общим извлекаемым запасом более чем в 1700 миллионов тонн. Южная часть этой провинции располагается на территории Республики Коми, северная приходится на Ненецкий автономный округ.

В ее пределах выделяется Северный район, объединяющий территории Республики Коми, Архангельской области и Ненецкого автономного округа. Сюда же относится прилегающий шельф Баренцева моря.

"Эпизодические" геологоразведочные работы на нефть в этом районе начались в XIX веке. Полномасштабные, систематические поиски ведутся здесь после открытия в 1930 году первого нефтяного месторождения - Чибьюского. Площадь нефтегазоносной и перспективной на углеводородное сырье территории по оценкам ученых достигает 331,8 тыс. кв. км. Добыча нефти в Северном районе ведется с 1932 года и за 62 года составила 363,5 млн. тонн. Максимальный объем добычи был зафиксирован в 1983 году (19,2 млн. тонн нефти). В 1994 году добыча составила 9,7 млн. тонн нефти [37].

Наблюдаются значительные различия в состоянии сырьевой базы нефтяной промышленности Республики Коми, Архангельской области и Ненецкого АО.

Республика Коми знаменита многолетней историей поисков, разведки и разработки нефтяных месторождений. К середине 90-х годов здесь насчитывалось 82 нефтяных месторождения, из которых 31 находится в разработке. В среднем выработанность месторождений достигает 41%. По крупнейшим месторождениям этот показатель значительно выше. Усинское и Возейское месторождения выработаны на 61 и 64% соответственно. Самый "старый" нефтедобывающий район (Ухтинский) находится на юге Коми. Его основные месторождения Ярегское, Западно-Тэбукское, Пашнинское. Ярегское месторождение является уникальным для России, т.к. является единственным месторождением России, где применяется шахтный способ разработки тяжелой нефти. В резерве нефтедобывающих предприятий числится ряд довольно крупных нефтяных месторождений: Сандивейское (20,5 млн. тонн), Среднемакарихинское (20,2 млн. тонн), Южно-Лыжское (15 млн. тонн) и др. Перспективные и прогнозные ресурсы нефти превышают 1 млрд. тонн, однако ожидается, что структура ресурсов будет более сложной по сравнению с запасами открытых месторождений. Степень выработанности составляет 43 %, а к категории трудноизвлекаемых относятся 70 % всех запасов.

Ненецкий автономный округ характеризуется гораздо меньшей степенью промышленной освоенности. В настоящий момент из 73 месторождений разрабатываются лишь два - Харьягинское и Ардалинское. К разработке подготовлены 15 месторождений, еще около 60 месторождений находятся в стадии доразведки. Сре-

ди неразрабатываемых имеются крупные месторождения с запасами от 50 до 90 млн. тонн (Южно-Хыльчуйское и др.). Крупный резервный район нефтедобычи сформирован на северо-востоке Ненецкого АО в пределах Варандей-Адзвинской структурной зоны (Варандейское, Торавейское, Лабоганское и др. месторождения). Степень выработанности - всего 2,5 %. Более 68 % всех имеющихся на территории НАО нефтяных запасов считаются активными, то есть особых проблем с добычей не представляют.

Сырьевая база Европейского Севера тесно увязана с проблемами разведки и освоения нефти в прибрежной части Баренцева моря. Российскими геологами на шельфе Баренцева моря открыты крупное Приразломное и среднее по запасам Северо-Гуляевское месторождение. Однако нефть вышеназванных месторождений обладает повышенной сернистостью. В этом же районе имеются подготовленные для разработки Южно - и Северо-Долгинская, а также Полярная структуры.

Одна из главных особенностей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции заключается в резком преобладании нефти над газом.

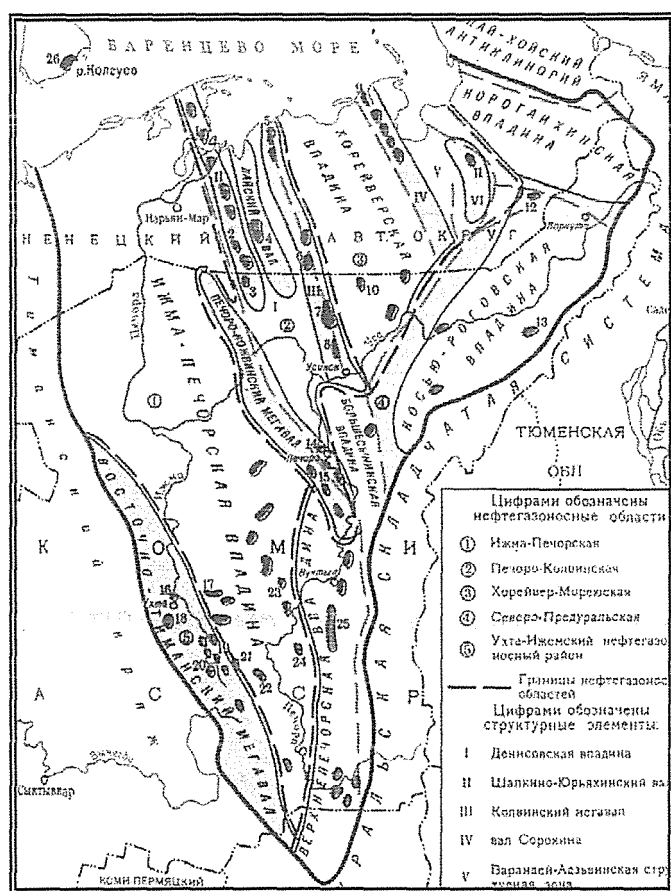


Рис. 3.1. Тектоническая схема Тимано-Печорской НГП (по С.П. Максимоу, 1991 г.)

Месторождения: 1-Василковское; 2-Южно-Шапкинское; 3-Верхнегубейское; 4-Лавоюское; 5-Хыльчуйское; 6-Восточно-Харьгинское; 7-Возейское; 8-Усинское; 9-Варандейское; 10-Сандийское; 11-Сарембойское; 12-Падимейское; 13-Интинское; 14-Печоркозвинское; 15-Печоргородское; 16-Чибьюское; 17-Западно-Тэбукское; 18-Ярегское; 19-Нибельское; 20-Войское; 21-Верхнеомринское; 22-Нижнеомринское; 23-Восточно-Савиноборское; 24-Пашинское; 25-Вуктыльское; 26-Песчаноозерское

Границы провинции

Естественными границами бассейна являются **на востоке** хребет Пай-Хой и Северный Урал, а **на западе** Тиманский кряж с высотами, не превышающими 355 м. над уровнем моря. Значительная **северная часть бассейна** занята обширной Большеземельской тундрой холмистой равниной, осложненной на севере Большеземельской грядой, вытянутой в северо-восточном направлении. На севере Большеземельская тундра примыкает к Баренцеву морю, на юге спускается в низменность среднего течения Печоры. **На востоке** параллельно Северному Уралу простирается гряда Чернышева с высотами до 205 м. над уровнем моря.

В тектоническом отношении провинция приурочена к Печорской синеклизе, расположенной на крайнем северо-востоке Восточно-европейской платформы с фундаментом байкальского возраста. Мощность осадочного заполнения изменяется до 6-8 км в

наиболее глубоких депрессиях платформы (рис. 3.1.)

Изученность

Ухтинская нефть известна с древних времен. Первая кустарная добыча и переработка ее начались здесь в 1745 году. В 1890 году в результате геологических исследований, проведенных академиком Ф.Н.Чернышевым, и благоприятных показаний первой скважины Ухтинский район был признан нефтеносным. Это послужило основанием для продолжения разведочного бурения, которое велось вплоть до середины 1917 года.

В 1930 году было открыто первое Чибыюское месторождение нефти в отложениях пашийского горизонта верхнего девона, а в 1932 году - Ярегское месторождение тяжелой нефти в 3 пласте эйфельских отложений среднего девона.

За 1948-1957 г.г. в Верхнеижимском и Омра-Сойвинском районах Юго-Восточного Притиманья в поддоманиковых отложениях верхнего и среднего девона было открыто семь нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений, а за 1952-1959 г.г. - четыре месторождения с незначительными запасами нефти.

В 1959-1964 г.г. основным объектом нефтепоисковых работ стала Ижма-Печорская впадина. За эти годы в провинции было открыто 12 преимущественно нефтяных месторождений, 8 из них в Ижма-Печорской впадине.

Открытие в 1963 году первого на севере провинции Усинского месторождения нефти послужило началом создания второй, северной сырьевой базы нефтяной промышленности.

В период 1965-1975 г.г. продолжалось активное освоение северных районов, где был открыт ряд месторождений нефти сухого и конденсатного газов. К концу десятилетия добыча нефти и конденсата в провинции составила 12 млрд. т., газа - 18 млрд. м³, эффективность геологических работ возросла в 8 раз по сравнению с 1959 годом. По мере продвижения работ на север увеличились средние глубины скважин и в 1974 году они достигли 2829 м.

В настоящее время наиболее изучены южные нефтегазоносные районы провинции: Восточно-Тиманский, Мичаю-Пашнинский, Омра-Сойвинский и Северный-Колвинский.

Всего в нефтегазоносных областях и зонах провинции пробурено свыше 100 оценочных скважин. Параметрическое бурение проводилось и в последние годы ежегодно по 2-4 скважины в малоизученных районах, применялось также комплексирование параметрического бурения с поисковой сейсморазведкой.

Особенности геологического строения

Территория Тимано-Печорской провинции на протяжении многих геологических периодов испытывала длительное и устойчивое прогибание, характеризуется значительной стратиграфической полнотой разреза осадочных отложений суммарной мощностью до 8000 – 10000 м. Осадочный чехол провинции представлен образованиями кембрия, перми, мезозоя и кайнозоя. Основными особенностями геологического строения являются:

- ❖ 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 разделяются региональными стратиграфическими и угловыми несогласиями на 3 крупных структурных этажа: нижний, средний и верхний:

Нижний структурный этаж включает отложения от нижнего палеозоя до среднего девона, для которых характерно резкое колебание мощности до 3000-4000 м. во впадине.

Средний структурный этаж объединяет отложения верхнего девон, карбона и пермо-триаса. Мощность отложений среднего этажа в целом выдержана (2500-3500 м.).

Верхний структурный этаж включает отложения юры, мела и кайнозоя, залегающие с угловым и стратиграфическим несогласием на подстилающих породах.

Наибольший интерес в отношении нефтегазоносности представляют нижний и средний структурные этажи [28].

Нефтегазоносность

На территории провинции нефтегазоносность установлена почти во всем разрезе осадочного чехла – от ордовикских до мезозойских отложений, а также в трещиноватой коре выветривания фундамента. Максимальные глубины, на которых отмечены нефтегазопроявления, превышает 5 км.

Согласно НГГР на территории провинции выделяется Ижма-Печорская, Печоро-Колвинская, Хорейвер-Мореюская нефтегазоносные и Северо-Предуральская газоносная области, включающие в себя ряд нефтегазоносных районов (рис. 3.2.). Характеристика нефтегазоносных объектов приведена в табл. 3.1.

В осадочном чехле выделяются НГК:

1. вендско-ордовикский (досилурийский);
2. силурийско-нижнедевонский;
3. среднедевонско-нижнефранский;
4. верхнедевонский;
5. нижнекаменноугольный;
6. каменноугольно-нижнепермский;
7. Нижне-верхнепермский и мезозойский.

Наибольшее число залежей и основные разведанные запасы (более 90 %) сосредоточены в *среднедевонско-нижнефранском* терригенном комплексе, кото-

рый отличается высокими коллекторскими свойствами и перекрывается устойчивой покрывкой кыновско-саргаевских глин.

Второй по значению *каменноугольно-нижнепермский* карбонатный комплекс, нефтегазоносен главным образом в северных районах провинции, где перекрыт артинско-кунгурскими глинами.

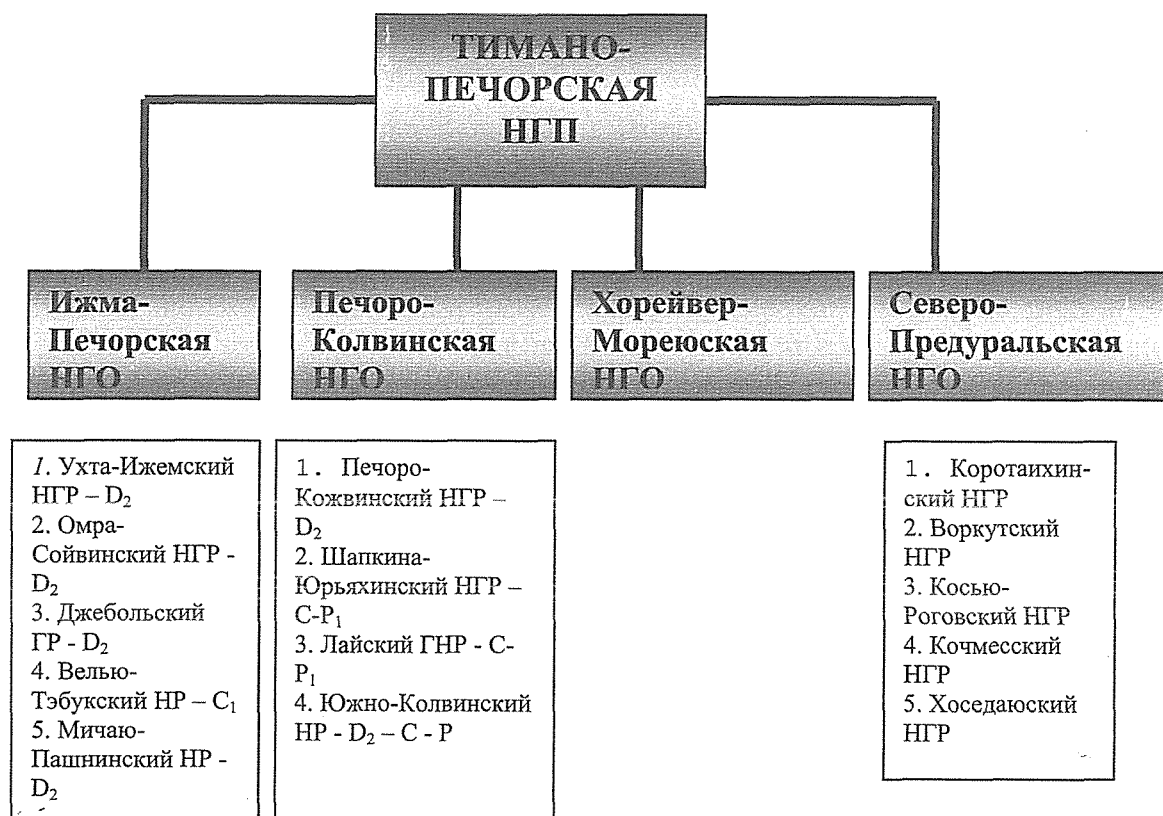


Рис. 3.2. Нефтегазогеологическое районирование Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Вендско-ордовикский комплекс представлен преимущественно терригенными красноцветными отложениями, максимальная вскрытая мощность которых достигает 800-1000 м.

Силурийско-нижнедевонский комплекс разведан слабо. Сложен он карбонатными отложениями и распространен по всей территории провинции. Мощность комплекса предположительно достигает 2 км. В силурийских отложениях отмечены многочисленные нефтегазопроявления в различных районах провинции и выявлены 2 залежи нефти. Из нижнего девона получены промышленные притоки нефти на Возейском месторождении.

Среднедевонско-нижнефранский комплекс представлен в основном терригенными породами. Мощность комплекса резко меняется: от 0 на сводах древних

поднятий до 1.5-2 км во впадинах, на большей части провинции преобладает мощность 50-250 м.

Верхнедевонский комплекс развит по всей территории провинции, представлен карбонатными отложениями, состав которых непостоянен и меняется в различных структурно-фациальных зонах. В карбонатном комплексе установлены залежи нефти, связанные с пластовым коллектором и рифовыми массивами. Мощность комплекса достигает 2 км.

Нижнекаменноугольный (турнейско-визейский) терригенный комплекс разведан слабо. Он распространен главным образом в юго-восточной и восточной части провинции, где, вероятно, является структурно-фациальным аналогом соответствующего комплекса Камско-Кинельской системы прогибов. Мощность комплекса достигает 600-800 м.

Каменноугольно-нижнепермский комплекс распространен повсеместно и представлен большей частью карбонатными отложениями, однако различными по составу. Его мощность колеблется в широких пределах – от 100 – 200 до 1110-1200 м.

Нижне-верхнепермский комплекс сложен терригенно-карбонатно-гадогенными отложениями в нижней части и терригенными в верхней. Он развит по всей территории провинции. Мощность его от 100-300 м в Ижма-Печорской впадине, до 1000-2500 м в Предуральском краевом прогибе.

Мезозойский терригенный комплекс широко развит в северной части провинции, где его мощность достигает 1400 м, и в Предуральском прогибе, где мощность 1000-4000 м (триас). В разрезе отложений триаса и юры имеются выдержанные по площади песчаные горизонты с хорошими коллекторскими свойствами. Разведанность комплекса низкая. Залежи по типу пластовые, сводовые, структурно-стратиграфические или массивные.

Преимущественно нефтяные месторождения встречены в южной части Ижма-Печорской впадины на Колвинском мегавалу и в Хорейверской впадине. Преимущественно газовые и газоконденсатные месторождения установлены в Верхнепечорской впадине Предуральского краевого прогиба. В остальных районах провинции встречаются месторождения УВ различного фазового состояния.

Закономерности размещения ресурсов УВ в осадочном чехле провинции

Тимано-Печорская НГП характеризуется незначительным преобладанием газообразных УВ в начальных суммарных ресурсах. Ведущее место по распределению ресурсов газа принадлежит Северо-Предуральской ГНО, второе место занимает Печоро-Колвинская НГО, далее идут Хорейвер-Мореюская НГО, Ижма-Печорская НГО и Тиманский НГР (табл. 3.1.).

Более половины перспективных и прогнозных ресурсов провинции приурочено к Северо-Предуральской ГНО и около четверти - к Хорейвер-Мореюской НГО. В целом по провинции основной объем неразведанных ресурсов сконцен-

трирован на глубинах до 3 км - 56 %, в интервале от 3 до 5 км - 27,2 % и на глубине более 5 км - 16,8% [37].

Тимано-Печорская провинция отличается высокой концентрацией начальных запасов нефти и газа в верхневизейско-нижнепермском карбонатном комплексе (52,6 % от начальных запасов провинции). При этом на долю газа приходится 73,8% от запасов комплекса, нефти и конденсата - 26,2%. Второе место по количеству запасов занимает среднедевонско-нижнефранский комплекс 27,3%, где около 1/5 запасов приходится на газообразные УВ. На третьем месте находится артинско-кунгурский комплекс, содержащий 9,8 % начальных суммарных запасов, доля газа в которых составляет 34 %. В остальных комплексах пород начальные запасы изменяются от 1 до 3 %.

Всего в провинции обнаружено около 200 залежей, более 100 из которых сосредоточено в Печоро-Колвинской НГО. В Ижма-Печорской НГО выявлено 74 залежи, в Хорейвер-Мореюской НГО - 24 и в Северо-Предуральской ГНО - 14 залежей. Залежи нефти и газа размещаются в широком диапазоне глубин - от первых сотен метров до 5 км. Нефтяные залежи распределены относительно равномерно до глубины 4 км, а основное количество залежей газа (87%) расположено на глубине до 2 км. В этом интервале содержатся и все известные газонефтяные залежи. Газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи тяготеют к интервалу глубин от 1 до 4 км.

Около 2/3 залежей провинции содержится в терригенных коллекторах и 1/3 в известняках и доломитах. С рифогенными образованиями связано менее 2 % залежей.

Большинство залежей приурочено к антиклинальным складкам, нередко осложненным разрывными нарушениями. Наиболее значительные по запасам залежи содержатся в пластовых сводовых, литологически и стратиграфически-экранированных ловушках. Основные запасы газа провинции сосредоточены в массивной пластовой залежи Вуктыльского месторождения.

Усинское нефтяное месторождение расположено в Усинском районе республики Коми в 115 км к северу от г. Печоры. Открыто в 1963 г., разрабатывается с 1973 г. Приурочено к одноименной структуре, расположенной в южной наиболее поднятой части Кашинского мегавала (рис. 3.3.)

В структурном плане Усинское поднятие по всем горизонтам осадочного чехла представляет асимметричную антиклинальную складку северо-западного простирания. Размеры структуры по подошве верхнего девона составляют 42х12 км, амплитуда около 500 м. Разрез месторождения, вскрытый скважинами до глубины 5005 м, слагают отложения от силурийских, до четвертичных. Восточное крыло складки более крутое (20-25°) по сравнению с западным, наклон которого не превышает 5-7°. Основная его часть представлена породами палеозоя, с которыми и связана нефтеносность месторождения. Большая часть запасов нефти приурочена к песчаникам среднего девона и карбонатным отложениям пермо-карбона. Кроме того, притоки нефти получены из карбонатных отложений доманикового горизонта франского яруса и из фаменских известняков верхнего девона.

Залежь легкой нефти, установленная в отложениях среднего девона, контролируется линией выклинивания толщи девонских песчаников, которая проходит по западному крылу Усинской структуры вблизи ее сводовой части. Залежь пластовая сводовая осложненная стратиграфическим срезом. Этаж нефтеносности достигает 488 м. Песчаные коллекторы характеризуются высокими емкостными свойствами, что находит отражение в больших дебатах нефти (100-800 м3/сут).

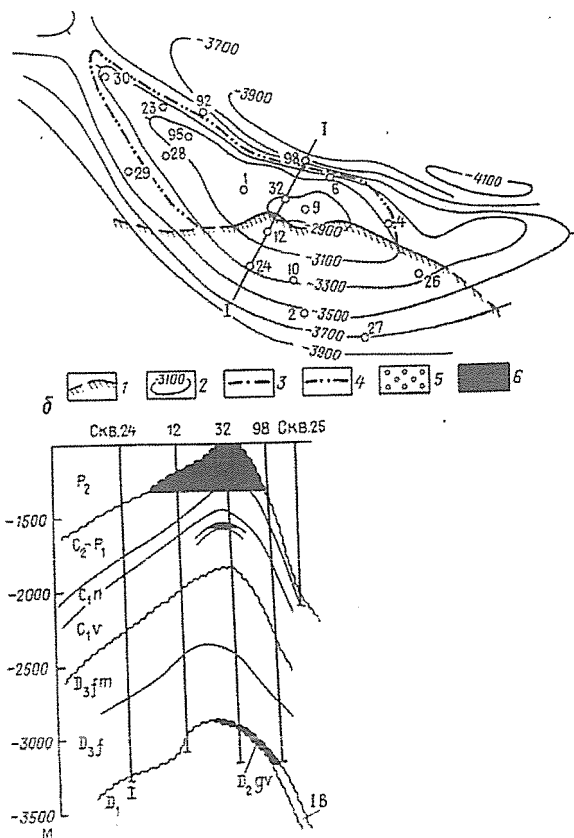


Рис. 3.3. Структурная карта и профиль Усинского нефтяного месторождения (по А.Я. Кремсу, Б.Я. Вассерману, Н.Д. Матвиевской)

Условные обозначения:

- 1- граница распространения среднедевонских отложений;
- 2 - изогипсы поверхности продуктивного горизонта;
- 3 - контур нефтеносности;
- 4 - контур газоносности
- 5- газ
- 6- нефть

Верхняя залежь тяжелой нефти связана с карбонатными пористыми и кавернозными коллекторами нерасчлененной толщи известняков пермо-карбона и является массивной. Высота ее более 300 м, глубины залегания 1350-3200 м. Нефть тяжелая, плотностью при 20°С от 0,954 до 0,968 г/см³, высокосмолистая (17- 21 %), сернистая (1,89-2,11 %), беспарафинистая (0,08-0,6 %).

Основные запасы нефти сосредоточены в терригенных отложениях среднего девона (26 % балансовых и 55 % извлекаемых) и карбонатных нижней перми- верхнего и среднего карбона (73 % балансовых и 44 % извлекаемых).

Нефть среднего девона, недонасыщена газом. При начальном пластовом давлении, равном 33,65-37,30 МПа, давление насыщения 6,7-11,6 МПа, составляет в среднем, 8,2 МПа по основной толще и 9,8 МПа по пачке IV. Газосодержание нефти колеблется в широких пределах 67,4-105,6 м³/т, при среднем, значении. 67,1 и 86,5 м³/т соответственно. Плотность пластовой нефти 727-794 кг/м³, вязкость 1,26-4,20 м.Па-с. Объемный коэффициент изменяется от 1,196 до 1,205. Дегазированная нефть легкая, смолистая, парафиновая, сернистая. В пласте основной толщи на западном крыле структуры отмечается наличие нефтей повышенной плотности 770-924 кг/м³, вязкостью 65-1424 мПа-с при высоком (19,5-60,0%) содержании асфальто-смолистых компонентов. Пластовая нефть пермо-карбоновой залежи недонасыщена газом. Давление насыщения. 4,1-9,5 МПа, ниже пластового давления 12,3- 14,3 МПа. Нефть характеризуется низким газосодержанием. 12,9 - 26,2 м³/т, высокой вязкостью 586-2024 мПа-с, высокой плотностью 923-960 кг/м³.

Особенности провинции

1. Характерная особенность структурного плана провинции – значительное развитие крупных протяженных положительных и отри-

- цательных структур первого порядка, имеющих общее северо-западное направление.
2. В геоморфологическом плане провинция представляет собой треугольную сложно построенную отрицательную структуру с чередованием зон простого строения и дислоцированных мобильных структур. Насчитывается около 550 различных локальных структур: в просто построенных зонах преобладают пологие брахиантиклинали; в мобильных зонах преобладают удлиненные высоко-амплитудные складки, часто нарушенные разломами. Выделяются 8 изолированных впадин, отделенных друг от друга протяженными мегавалами. Западный борт провинции более пологий (10 – 20 м / км), восточный, примыкающий к Уралу, более крутой (100 – 200 м/км).
 3. Большое разнообразие типов залежей. Значительное место принадлежит ловушкам не антиклинальным, среди которых преобладает комбинированный тип.
 4. Фундамент сложен интенсивно дислоцированными и метаморфизованными верхнепротерозойскими образованиями (байкалиды). В приподнятых блоках на Тимане и Урале фундамент обнажается. Поверхность фундамента резко расчленена на прогибы, протягивающиеся преимущественно в северо-западном направлении на сотни км, ограниченные разломами и чередующиеся с зонами поднятий. Глубина залегания фундамента увеличивается с запада на восток с первых десятков м. до 10-12 км во впадинах Предуральского прогиба.
 5. Очень большая мощность девонских (до 3000 м.) и карбон-нижнепермских (до 3550 м.) отложений, с которыми связана основная промышленная нефтегазоносность провинции.
 6. Распространение мезо-кайнозойских отложений только в северных районах региона.
 7. Общая мощность чехла, наибольшая в северных районах провинции, изменяется от нескольких сот метров на Тимане до 6 – 8 км в наиболее глубоких прогибах платформ. В чехле выделяется несколько структурных этажей, отличающихся составом, характером распределения мощностей, направленностью и интенсивностью тектонических движений. Широкое развитие палеозойских отложений.
 8. Около 70 % отложений осадочного чехла представлено морскими осадками.
 9. * Отложения мезозоя широко развиты в северной части провинции, их мощность достигает 1400 м ; в разрезе отложений триаса и юры присутствуют выдержанные по площади горизонты, где отмечены

очень хорошие ФЕС; разведанность комплекса очень низкая, открыто несколько небольших скоплений УВ.

- 10. Промышленная нефтеносность выявлена по всему разрезу. Основное промышленное значение имеют среднедевонские песчаники. В терригенном девоне развиты литологические и стратиграфические залежи; карбонатный комплекс верхнего девона содержит залежи в рифовых массивах.*
- 11. Важное значение имеет карбонатный комплекс каменноугольно-нижнепермского возраста (коллекторы – трещиноватые и кавернозные известняки, продуктивные на всей территории провинции).*
- 12. Большинство месторождений провинции – нефтяные и газонефтяные; почти все – многопластовые, с наибольшим количеством залежей в отложениях D. Большое разнообразие типов залежей, иногда нарушенных дизъюнктивами.*

Перспективы провинции

Развитие добычи нефти и газа сдерживают следующие факторы: суровые природные условия (полярная ночь, сильные морозы, частые штормовые ветры, стихийные явления); широкое развитие экзогенных факторов (обводненность территории, наличие многолетней мерзлоты, уязвимость растительного покрова); наличие природоохранных территорий (государственный заповедник «Ненецкий», заказники, памятники природы, охранные зоны водоемов и т.п.); отсутствие развитой транспортной инфраструктуры (на конец 1999 г. на всю территорию провинции приходилось менее 180 км автодорог, из которых 134 км – с покрытием. Железные дороги отсутствуют.

Северная часть провинции удалена от рынков сбыта, поэтому проблема вывоза нефти – одна из самых труднорешаемых из-за высокой стоимости объектов. Скорейшие темпы развития нефтедобычи также сдерживаются неразвитостью социальной сферы и производственной базы.

Табл. 3.1. Характеристика нефтегазоносных областей и районов Тимано-Печорской провинции

Провинция	НГО	Тектонический элемент	Особенности нефтегазоносности	Месторождения
Тимано-Печорская НГП	<u>Тиманская НГО</u>	Расположена на восточном погруженном склоне Тиманской гряды.	Нефтеносность связана со среднедевонско-нижнефранским комплексом; одна залежь в к.в. - Водный промысел. Наиболее крупным является Ярегское месторождение высоковязкой, тяжелой нефти в среднедевонско-нижнефранских песчаниках, залегающих на глубине около 200 м., разрабатываемое шахтным способом.	Ярегское (Н); Чибыское (Н)
	1. Ухта-Ижемский СНГР 12,6 тыс. км	СНГР расположен на юго-восточном склоне Тиманского кряжа и приурочен к одноименному валу		
	<u>Ижма-Печорская НГО</u> 118,2 тыс. км	НГО находится на юге провинции и охватывает одноименную впадину, северо-восточный склон Тиманского кряжа и Малоземельско-Колгуевскую моноклинали.	Основным является среднедевонско-нижнефранский НГК. Промышленно нефтегазоносны отложения силура, эйфельского яруса среднего девона, франского, фаменского ярусов верхнего девона, турнейского яруса нижнего карбона, артинского и кунгурского ярусов нижней перми и казанского яруса верхней перми.	
	1. Омра-Сойвинский НГР	Охватывает одноименную крупную ступень, опущенную относительно восточного крыла Ухта-Ижемского поднятия.		Нижнеомринское (Н)
	2. Велью-Тэбукский НР	НР приурочен к одноименной крупной ступени	Нефтеносность установлена в отложениях от силура до верхнего девона включительно.	Нефтяные месторождения: Джьерское; Южно- и Западно-Тэбукское; Вельюское.
	3. Мичаю-Пашнинский НГР	НГР расположен на стыке Ижма-Печорской и Верхнепечорской впадин; приурочен к одноименному валообразному поднятию.	Месторождения приурочены к сравнительно высокоамплитудным брахиантиклиналям	Пашнинское ГКН;
	4. Верхнелыжско-Лемъюский НГР	НГР расположен на Лемъюской и Лузской тектонических ступенях	Продуктивны песчаники казанского яруса нижней Перми; средний и верхний девон.	Нефтяные месторождения: Лемъюское; Исаковское; Лузское.

**Печоро-
Колвинская НГО**
44,9 тыс. км².

НГО приурочена к одноименно-
му авлакогену

Основные залежи в поддоманиковых
отложениях девона.
Характерно: уменьшение плотности
нефтей и возрастание их газонасы-
щенности по мере погружения ре-
гиональных НГК в северном направ-
лении.

Группа нефтяных,
газонефтяных и га-
зоконденсатных ме-
сторождений (Южно-
Льжское, Северо-
Кожвинское, Кырта-
ельское, Югидское,
Печорогородское и
др.)

1. Печоро-
Кожвинский ГНР

ГНР расположен в пределах
одноименного мегавала

Небольшие месторождения приурочены
к брахиантиклинальным поднятиям,
которые вверх по разрезу выполажи-
ваются.

Основные залежи УВ
содержатся в пес-
чаных горизонтах
среднедевонско-
нижнефранского и
визейского ком-
плексов

2. Колвинский
ГНР

Колвинский мегавал

Содержит наиболее крупные по запасам
месторождения и характеризуется наи-
большей концентрацией УВ на суше.
На северо-запад происходит увеличе-
ние газонасыщенности горизонтов. В
районе открыто 5 нефтяных и 2 нефте-
газоконденсатных скопления УВ.
На Колвинском валу проявляется ши-
ротная зональность в распределении
преимущественно газовых (север ва-
ла), газонефтяных (центральные об-
ласти) и нефтяных залежей (на юге).

Наиболее крупные:
Возейское (Н); Усин-
ское (Н).

3. Шапкина-
Юрьяхинский ГНР

ГНР приурочен к одноименному
валу.

Основная продуктивность связана с
каменноугольно-нижнепермскими отло-
жениями. В южной части района встре-
чены залежи легкой (0,820
г/см³) нефти. На северо-западе преоб-
ладают газоконденсатные и газовые
залежи.

Пашшорское и Верх-
негрубешорское неф-
тяные месторождения

4. Лайский ГНР

ГНР выделен в пределах одно-
именного вала

Основные промышленные запасы нефти и
газа сосредоточены в Лаявожском ме-
стоскоплении.

Лаявожское месторо-
ждение нефти и газа

Денисовская НГО

НГО приурочена к одноименной
впадине, расположенной между

		Печоро-Кожвинским и Колвинским мегавалами		
	<u>Хорейверская НГО</u> 41,25 тыс. км ² .	Хорейверская впадина, расположенная в северной осевой части провинции	Содержит большое число нефтяных месторождений с высокодебитными залежами в карбонатных отложениях силура, нижнего и верхнего девона и пермо-карбона. Единичные залежи выявлены в карбонатных породах ордовика. Выделено 3 зоны нефтегазонакопления.	Среднемакарихинское (Н) месторождение
	<u>Варандей-Адзъвинская НГО</u>	НГО объединяет структуры крупных валов Сорокина, Гамбурцева, Сарембой-Нертеятинского.	Залежи в нижне- и верхнедевонских, пермско-каменноугольных карбонатных; нижнепермских (кунгурских); верхнепермских и триасовых терригенных породах	
	<u>Северо-Предуральская НГО</u> 105,15 тыс. км ² .	НГО объединяет Коротаихинскую, Косью-Роговскую, Вольшесынинскую, Верхнепечорскую впадины и Среднепечорское поднятие.		
	1. Косью-Роговский ГНР	Косью-Роговская впадина	На всех месторождениях продуктивны карбонатные отложения верхневизейско-нижнепермского возраста и отложения силура.	
	2. Среднепечорский НГР	Среднепечорское поднятие		Югид-Вуктыльское (Г); Аранецкое (ГК); Западно-Соплесское (ГКН) месторождения
	3. Верхнепечорский ГР	Верхнепечорская впадина		Вуктыльское (ГК с нефтяной оторочкой); Курьинское (Г).

3. 2. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция занимает восточную часть Русской платформы (Восточно-Европейской) в Европейской части России, представляющую собой обширную территорию между Волгой и Уралом. Общая площадь провинции составляет 700 тыс. км². Провинция включает территорию Татарстана и Башкортостана, Удмуртской Республики, а также Саратовскую, Волгоградскую, Самарскую, Астраханскую, Пермскую области и южную часть Оренбургской. Наиболее крупные месторождения нефти - Ромашкинское, Альметьевское в Татарстане, Туймазинское в Башкортостане, Мухановское, Первомайское в Самарской области, Яринское в Пермской области и др. Большим достоинством этих месторождений является сравнительно неглубокое залегание промышленных нефтеносных горизонтов - от 1,5 до 2,5 тыс. м. Нефть провинции отличается повышенной сернистостью. В то же время она содержит значительное количество легких углеводородов. По сравнению с западносибирской нефтью в ней больше парафина, асфальтенов и смол, что осложняет ее переработку и снижает качество продукции. Себестоимость ее добычи невысока, так как нефть добывается в основном фонтанным способом (рис. 3.4.).

Эти районы, объединяющие ряд республик и областей Приуралья, Среднего и Нижнего Поволжья, составляют второй по значению (после Западной Сибири) крупнейший нефтедобывающий центр России, известный как Урало-Поволжье или Второе Баку. Для Урало-Поволжья характерно наличие большой группы крупнейших нефтяных месторождений (Ромашкинское, Арланское, Туймазинское, Мухановское, Шкаповское, Кулишовское, Батырбайское и др.).

В течение длительного времени, начиная с 40-50-х годов, они отрабатываются с высокой интенсивностью. В последние годы геологоразведочные работы обеспечивают открытие лишь мелких, реже средних, по запасам месторождений [37].

Республики Татарстан и Башкортостан являются центрами нефтяной промышленности Урало-Поволжья. На их долю приходится 65% добычи нефти. Для обеих республик характерна высокая степень освоения месторождений и общий остаточный характер сохраняющихся запасов и ресурсов.

В Татарстане в разработку вовлечено 87% разведанных запасов при средней выработанности открытых месторождений на 67%, в том числе по крупнейшим Ромашкинскому, Ново-Елховскому и Бавлинскому на 73-85%. Уже длительное время подготовка запасов нефти осуществляется за счет мелких месторождений и нефтей ухудшенного качества. Более 30% запасов представлена высоковязкими нефтями, 10% находятся в малопроницаемых коллекторах. Важнейшее значение придается доразведке разрабатываемых месторождений и совершенствованию методов разработки с применением дорогостоящих методов (полимерное заводнение, закачка эфира и др.). Неразведанные ресурсы нефти в Татарстане оцениваются в 500 млн. тонн, некоторые перспективы связываются с ее малоизученными западными районами.

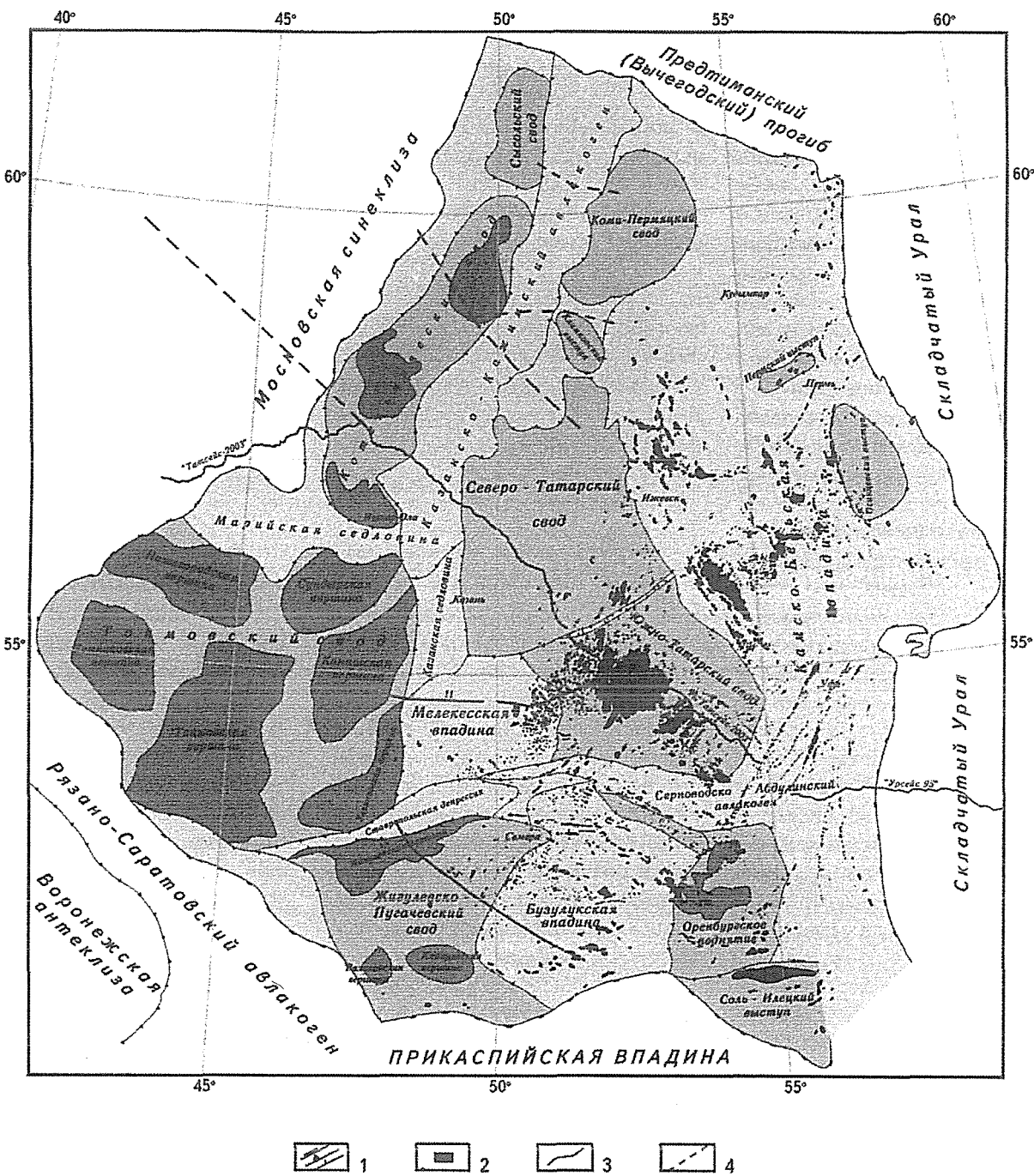


Рис. 3.4. Схема тектонического районирования фундамента Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (по В.А. Трофимову, 2008 г.)

1 – границы тектонических элементов разных порядков; 2 – нефтяные месторождения; 3 – глубинные сейсмопрофили; 4 – прогнозные профили

В Башкортостане разрабатывается 146 из 158 открытых месторождений (98,4% разведанных запасов нефти). Средняя выработанность начальных запасов месторождений составляет 78%, в том числе по крупнейшим Арланскому, Туймазинскому и Шкаповскому 79,95%. Обводненность основных месторождений достигает 80-98%. Незазведанные ресурсы нефти в республике оцениваются в 385 млн. тонн и связываются преимущественно с Предуральским прогибом и структурами Западного Урала.

Самарская область - одна из наиболее разбуренных глубокими скважинами частей Урало-Поволжья. К 1995 году объем буровых работ здесь достиг 9,2 млн. метров, что составляет в среднем 172 метра на кв. км. перспективной территории. При такой изученности потенциал нефтеносности Самарской области реализован почти на 80%, сохраняя лишь перспективы небольших открытий. В разработку вовлечено 101 из 145 месторождений. В них заключено 92,7% разведанных запасов нефти. Начальные запасы месторождений выработаны в среднем на 77%, в том числе по важнейшим в области Мухановскому и Кулишовскому на 85-89%.

Пермская и Оренбургская области также относятся к "старым" нефтедобывающим районам Урало-Поволжья, но отличаются от рассмотренных выше более благоприятными показателями сырьевой базы. Прежде всего, это относится к Оренбургской области, где запасы открытых месторождений превышают существующий уровень добычи нефти почти в 60 раз, а перспективные и прогнозные ресурсы нефти - самые значительные в Урало-Поволжье. К настоящему времени в Оренбургской области открыто 178 нефтяных месторождений, из которых 82 разрабатываются. Доля последних в объеме текущих запасов нефти составляет 75%. Выработанность начальных запасов открытых месторождений составляет 37%, по отдельным месторождениям она достигает 73% (Бобровское) и 68% (Покровское). В то же время наиболее крупная в области залежь нефти Оренбургского газоконденсатного месторождения (запасы 85 млн. тонн) находятся только в начальной стадии освоения.

Перспективы подготовки дополнительных запасов нефти связываются преимущественно с южными территориями Оренбургской области в Бузулукской впадине, на склонах Соль-Илецкого выступа и особенно в бортовой и внутренней зонах Прикаспийской впадины, где возможно открытие даже крупных нефтяных месторождений. Приоритетный характер имеют районы, относимые к Прикаспийской впадине вследствие близости к крупнейшему Карачаганакскому нефтеконденсатному месторождению (Казахстан).

В Пермской области открыто 163 нефтяных месторождения, из которых 98 разрабатываются. Большая группа месторождений (свыше 40) находится в длительной консервации по экономическим причинам. В разрабатываемых месторождениях сосредоточены 92% разведанных запасов. Средняя по области выработанность запасов составляет 50%, в том числе по основным месторождениям Ярино-Каменоложскому 90%, Павловскому 37%, Батырбайскому 58%, Осинскому 52%. Структура запасов нефти сложная из-за большой доли тяжелых нефтей (58%) с преобладанием среди них средне- и высокосернистых. Прогнозные ресурсы нефти в области (360 млн. тонн) позволяют развивать геологоразведочные работы, произ-

водство которых сложно для реализации. Наименее изученной частью Урало-Поволжья является Свердловская область.

В Удмуртии выработанность запасов открытых нефтяных месторождений является наименьшей - 30%. Разрабатываются порядка 40 (из 67) крупных месторождений (Чутырско-Киенгопское, Мишкинское и Ельниковское). Относительно низкий темп освоения запасов нефти в республике во многом объясняется сложностью структуры запасов, где преобладают тяжелые нефти (83%). Многие из них приурочены к малопроницаемым коллекторам, требующим дорогостоящих технологий разработки (28%).

Для Саратовской и Волгоградской областей характерны трудности "старых" районов, обусловленные физическим истощением основных запасов. В Саратовской области в разработку вовлечено 92% разведанных запасов, в Волгоградской - 94%. Выработанность начальных запасов открытых месторождений составляет соответственно 62 и 78%, в том числе по наиболее крупным Соколовогорскому, Коробковскому, Жирновскому и Бахметьевскому от 90 до 97%.

В Ульяновской области открыто 41 нефтяное месторождение, но их общие запасы составляют лишь 31 млн. тонн, причем они представлены тяжелыми и высоковязкими нефтями. Начиная с 1976 года добыча была организована на 20 месторождениях, но за все годы удалось добыть лишь 800 тысяч тонн нефти.

Республика Калмыкия занимает обособленное положение в Поволжском районе. С 1951 года в республике открыто 28 и разрабатывается 20 нефтяных месторождений, но объемы подготовленных запасов и добычи нефти небольшие. Сложность геологического строения затрудняет отработку реальной модели глубинного строения и оценку прогнозных ресурсов нефти. К началу 1995 года добыча нефти из недр республики составила 11 млн. тонн. [11]

Границы:

В тектоническом отношении провинция охватывает краевую систему Восточно-Европейской платформы; ее ограничения на севере и востоке являются складчатые сооружения Тимана и Урала, на юге - Прикаспийская синеклиза, на западе - Сысольский и Токмовский своды, Воронежская антеклиза. Волго-Уральская НГП вытянута в субмеридиональном направлении, имеет асимметричное строение - наиболее прогнутая часть расположена на юге; северная часть представляет собой сложно расчлененный склон бассейна, имеет форму равнобедренного треугольника

Изученность

Признаки нефтеносности на дневной поверхности были известны более двухсот лет назад.

1929 г. - открыта первая нефть в районе с. Верхнечусовские городки в Пермской области (из артинских рифогенных известняков).

1932 г. - Первое крупное месторождение выявлено в артинско-сакмарских известняках (Ишимбайское)

1944 -1946 гг. – открытие высокопродуктивных девонских залежей – в сентябре 1944 - Туймазы (Башкортостан) – крупнейшая залежь, 1946 – Ромашкино.

Начиная с этого времени в Урало-Поволжье открыто около 1000 нефтяных месторождений и добыто свыше 6 млрд. тонн нефти, то есть около 45% накопленной добычи нефти в России. Пик добычи (225 млн. тонн) приходится на 1975 год, после чего динамика добычи нефти в Урало-Поволжье приобрела характер устойчивого спада, составив к середине 90-х годов около 80 млн. тонн. В 1960 году 87% нефти добывалось в пределах Волго-Уральской НГП.

В середине 70-х начинается снижение объемов добычи.

В настоящее время практически все крупнейшие месторождения находятся на поздних и завершающих стадиях разработки – выработанность более 80%. В последние годы геологоразведочные работы обеспечивают открытие лишь мелких, реже средних, по запасам месторождений. С начала разработки в провинции добыто 6,2 млрд. т нефти и 1095 млрд. м³ газа.

Особенности геологического строения

Фундамент провинции имеет архейско-раннепротерозойский возраст и залегает на глубине в зависимости от рельефа поверхности от 4-6 км во впадинах до 1,5-2 км на сводах. Соответственно меняется и мощность осадочного чехла, сложенного породами верхнего протерозоя и фанерозоя; максимальная мощность для территории провинции составляет 6 км.

Платформенный чехол, включающий отложения от вендского до четвертичного возраста, развит практически повсеместно и характеризуется в целом более спокойным, по сравнению с предыдущим этажом, залеганием слоев. Чехол расчленен на систему крупных сводов, впадин, прогибов, которые лишь частично наследуют структурный план фундамента и промежуточного структурно-формационного этажа [47].

На породах фундамента с угловым и стратиграфическим несогласием залегают рифейско-нижневендские отложения, которые отличаются преимущественно крупнообломочным составом, повышенным магнетизмом и дислоцированностью, то есть признаками, характерными для формаций промежуточного этажа. Они заполняют в основном отрицательные формы рельефа фундамента.

Вышележащий комплекс отложений представлен карбонатными (преобладают в разрезе), терригенными, местами эвапоритовыми отложениями рифейского, вендского, девонского, каменноугольного, пермского и, фрагментарно, мезозойского возраста; мощность до 6 км.

Общий объем осадочного выполнения провинции 1,0 млн. км³, на долю морских отложений приходится 90% (на карбонатные образования - 60%, на соленосные - 10 %) (рис. 3.5.).

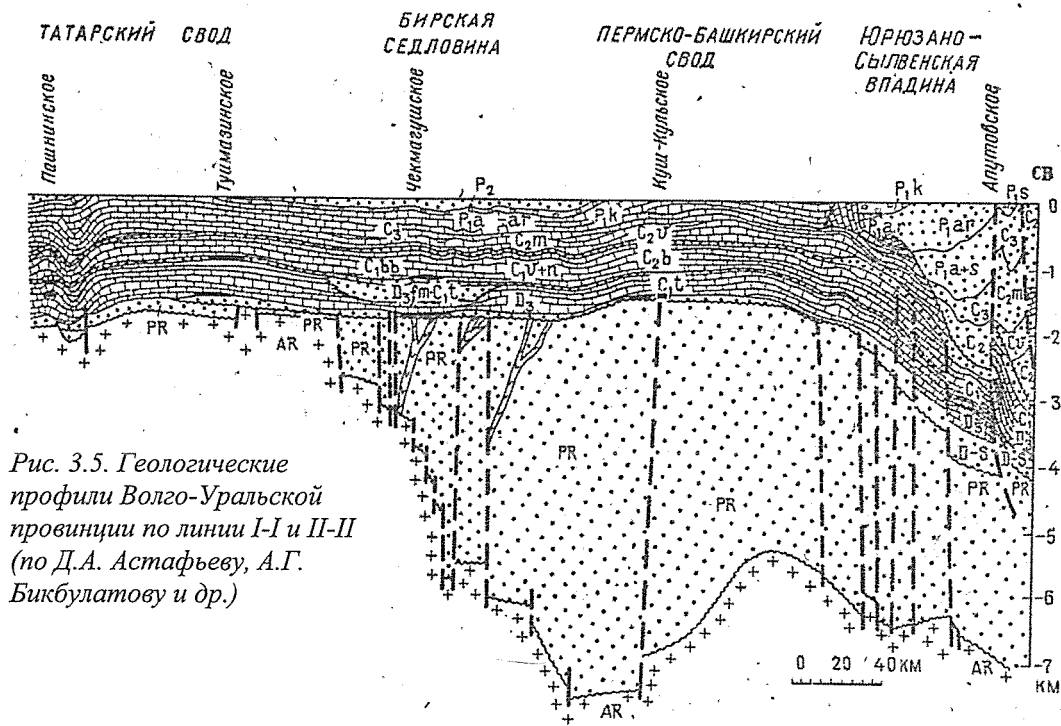
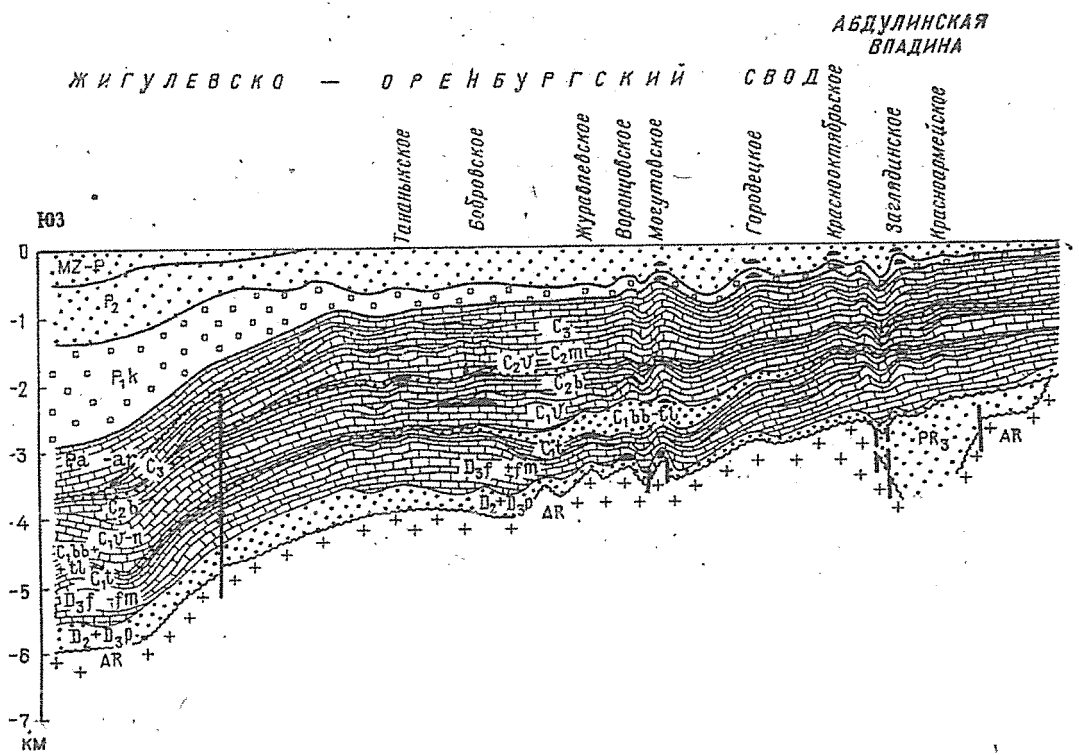


Рис. 3.5. Геологические профили Волго-Уральской провинции по линии I-I и II-II (по Д.А. Астафьеву, А.Г. Бикбулатову и др.)

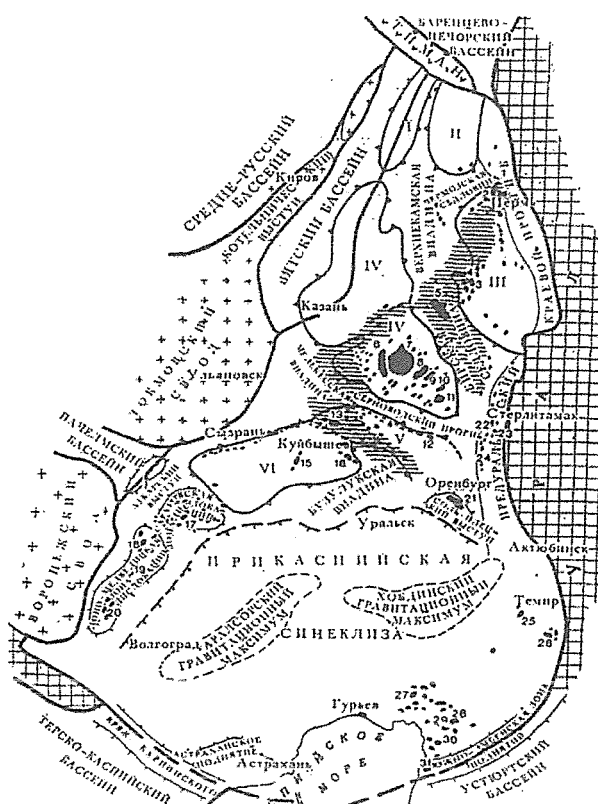


Рис. 3.6. Схема расположения крупнейших тектонических элементов Волго-Уральской провинции

Крупными структурными элементами платформенного чехла являются Татарский, Пермско-Башкирский, Жигулевско-Пугачевский, Соль-Илецкий своды, занимающие преобладающую часть площади провинции. Основные из них наиболее четко фиксируются в девонских и каменноугольных отложениях, а в пермских слоях они в значительной степени выглаживаются.

Крупные впадины (Верхнекамская, Бузулукская, Мелекесская) имеют унаследованные структурные формы, на различных участках осложнены грабенообразными прогибами, системой разнонаправленных разломов. Наряду с ними важную роль в строении чехла играют внутриформационные некомпенсированные прогибы и впадины. Наиболее крупная из них - Камско-Кинельская - прослеживается в узком стратиграфическом интервале (верхний девон - нижний карбон) и характеризуется резким несоответствием структурных планов с ниже- и вышележащими горизонтами (рис. 3.6.).

На границах Предуральского прогиба, Прикаспийской синеклизы, Жирновско-Уметовского грабена значительное развитие имеют рифогенные постройки на различных стратиграфических уровнях от верхнего девона до нижней перми.

Существуют два типа погребенных структур: Камско-Кинельская система прогибов и среднедевонско-раннефранские грабены.

Камско-Кинельская система прогибов, приуроченных ко впадинам, но в некоторых случаях заходят и на своды. Прогибы выражены в структуре фаменских отложений, представляя депрессии амплитудой до 400м, шириной от 20 до 100 км с плоским дном, сложенным породами доманиковой формации и крутыми бортами, являющимися склонами рифовых массивов. Заполнены прогибы терригенной толщей нижнего визе (рис. 3.7.).

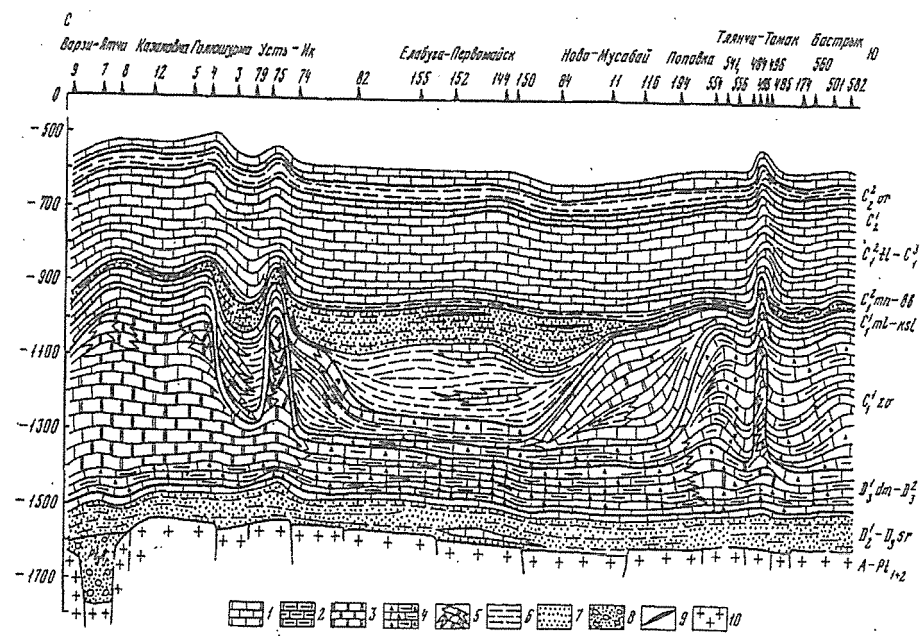


Рис. 3.7. Геологический разрез Нижнекамского прогиба (Камско-Кинельская система прогибов)

Другим типом погребенных структур являются среднедевонско-раннефранские грабены. Они широко распространены на склонах палеосводов, где имеют субмеридиональное простирание и небольшие размеры (до 100-240 км в длину при ширине 1-3 км). Эти прогибы заложились в эйфеле и погребены в конце девона - начале карбона. Их размеры составляют 200-300 км в длину при ширине 30-40 км, борта осложнены разломами амплитудой в первые сотни м (рис. 3.8.).

Нефтегазоносность

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция содержит около половины начальных запасов УВ Восточно-Европейской платформы. В общем объеме суммарных ресурсов на долю нефти и газового конденсата приходится 77%, газа 23 %. В Волго-Уральском НГБ выделяется восемь НГО. Диапазон нефтегазоносности на сводах – средний девон-средний карбон, во впадинах – вплоть до верхней перми. Согласно НГТР в пределах провинции выделяют 8 НГО.

Татарская НО занимает первое место в бассейне, 90% запасов нефти в терригенной толще девона, крупнейшие месторождения Ромашкинское, Новоелховское, Бавлинское, Туймазинское.

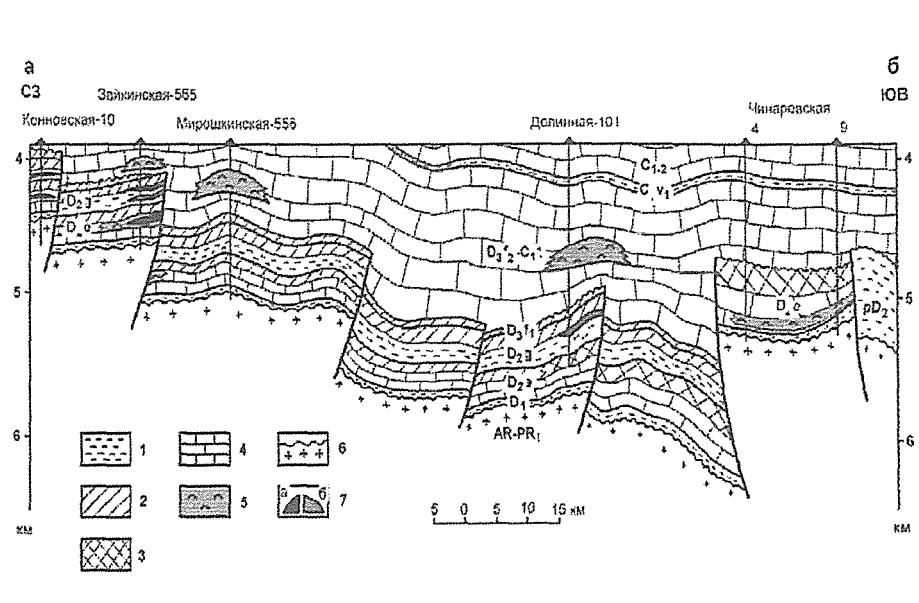


Рис. 3.8. Профильный разрез через Перелюбско-Рубежинский прогиб (среднедевонско-раннефранские грабены)

Верхнекамская НО (одноименная впадина и Бирская седловина) содержит более 90% запасов в карбоне. Крупнейшее месторождение – Арлан.

Пермско-Башкирская НО (одноименный свод, Камский свод и Чермозская седловина) - свыше 90% запасов в карбоне. Предуральская НГО - нефть в карбоне на севере, газоносна нижняя пермь на юге провинции.

Более половины начальных суммарных ресурсов нефти связано с Татарской нефтеносной и Средневолжской нефтегазоносной областями. Примерно равными ресурсами нефти обладают Верхнекамская НО, Пермско-Башкирская НО и Уфимско-Оренбургская области (рис. 3.9.).

Практически весь объем неразведанных ресурсов нефти находится на глубине до 4 км, причем половина их сосредоточена в интервале 1- 2 км. По остальным интервалам глубин ресурсы нефти распределены равномерно - в среднем по 15% на каждый километровый интервал. Перспективные и прогнозные ресурсы газа сконцентрированы в пределах двух областей: Южно-Предуральской и Средневолжской. Около 70 % перспективных и прогнозных ресурсов газа находится в интервале 1-5 км и 30% ресурсов - в более глубоких горизонтах.

Основной объем начальных потенциальных ресурсов УВ сосредоточен в среднедевонско-нижнефранском (36 % от общих запасов провинции) и малиновско-яснополянском (23%) терригенных комплексах. В первом из них на долю газа приходится 3,8%, во втором - 2,25 %.

Минимальное количество начальных запасов нефти и газа выявлено в верхнефранско-турнейском (5,6 %) и верхнепермском (0,25 %) комплексах. В остальных нефтегазоносных комплексах провинции содержится в среднем по 10 % начальных запасов. При этом доля газа в их составе закономерно возрастает вверх по разрезу осадочного чехла от 14 % (запасов комплекса) в верхневизейско-серпуховском до 82 % в верхнепермском комплексе.

В Волго-Уральской провинции выявлено около 4000 залежей нефти и газа. Наибольшее их количество обнаружено в нефтеносной области Татарского свода - более 1600, Пермско-Башкирской - 600 и Верхнекамском - 450. В нефтегазоносных областях наибольшее количество залежей обнаружено в Средневожской - 730 и Мелекесско-Абдулинской - более 250. Характеристика нефтегазоносных областей и районов приведена в табл. 3.2.

В нефтеносных областях практически все основные залежи нефти расположены в интервале глубин до 2 км. В нефтегазоносных областях и Уфимско-Оренбургской газонефтеносной области значительное количество залежей выявлено на глубинах 3- 4 км. В Антиповско-Щербаковской зоне поднятий обнаружены 4 залежи нефти в интервале 4-5 км и одна на глубине 5 км.

В целом по провинции с терригенными коллекторами связано около 58 % залежей, с карбонатными (известняками и доломитами) - 41 % и с рифогенными образованиями менее 3% залежей. Примерно такое же соотношение в распределении залежей по литологическому составу коллекторов присуще всем отдельно взятым нефтегазоносным областям Волго-Уральской провинции.



Рис. 3.9. Схема нефтегеологического районирования Волго-Уральского НГП:

Нефтегазоносные области: I – Татарская, II – Верхнекамская, III – Пермско-Башкирская, IV – Предуральская, V – Мелекесско-Абдуллинская, VI – Уфимско-Оренбургская, VII – Средневожская, VIII - Нижневожская

Подавляющее большинство выявленных залежей приурочено к брахиан-тиклинальным и антиклинальным складкам. Широко распространены массивные и пластовые залежи, сводовые залежи, реже встречаются литологически и страти-графически экранированные, еще реже - литологически ограниченные. Залежи нефти, содержащиеся в рифогенных образованиях верхнего девона и нижнего кар-

бона, сосредоточены в Камско-Кинельской системе прогибов, а нижней перми - в Предуральском краевом прогибе.

Основные нефтегазоматеринские толщи

Глины, аргиллиты, часто известковистые и мергели эйфельского, кыновского, реже живетского возраста. Сорг может достигать 1,4-2,0%, местами до 2,8%, тип ОВ преимущественно гумусово-сапропелевый. Считаются основным источником нефти для залежей в «терригенном девоне».

Битуминозные известково-глинисто-кремнистые породы доманиковой фации. Максимальное распространение они получили в отложениях одноименного горизонта (нижний фран), однако в пределах прогибов Камско-Кинельской системы встречаются во всем верхнефранско-фаменском разрезе. Сорг. до 14%, тип ОВ преимущественно сапропелевый.

Карбонатно-глинистые породы турнейского возраста в пределах Камско-Кинельской системы прогибов (Сорг до 2,7 тах 10%, сапропелевое ОВ).

Терригенные угленосные породы нижнего визе преимущественно в пределах Камско-Кинельской системы прогибов (Сорг 1,7 – 3,8%, максимально до 11%, ОВ – гумусовое).

Известковистые глины тульского и верейского горизонта (Сорг до 4-5%, сапропелево-гумусовый тип ОВ) в основном для южных и юго-восточных частей бассейна.

Карбонатные породы нижней перми (Сорг до 5% и более, тип ОВ гумусово-сапропелевый) источник преимущественно газа.

Возможно рифейские и вендские отложения (единичные глинистые прослои с содержанием Сорг, превышающим 1%).

Девонское и нижнекаменноугольное ОВ преобразовано преимущественно до стадий ПКЗ-МК1 реже МК2, нижнепермское - ПКЗ-МК1.

Туймазинское нефтяное месторождение расположено в 180 км к западу от г. Уфы. Открыто в 1937 г., 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 40х20 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 0-137м. 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 Д₁(Д_{1в} Д_{1с} Д_{1н}) и бобриковский горизонт нижнего карбона, а также известняки фаменского яруса верхнего девона и турнейского яруса нижнего карбона. Основная нефтеносность связана с терригенными девонскими отложениями, в которых открыто 54 залежи на глубинах 1690- 1720м (пашийский, муллинский и старооскольский горизонты). Общая толщина песчаных коллекторов около 70 м, пористость 17-22%, проницаемость до 0,47 мкм². Коллек-

тор поровый. Залежи пластовые сводовые, преимущественно литологически-экранированные, высота до 68м. Начальные пластовые давления 17,2 -18,1 МПа. ВНК на отметках от -1485 до -1530 м. В известняках фаменского яруса (девон) выявлено 8 массивных залежей на глубине 900-1100 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 1070-1075м. Высота залежей до 35м. Плотность нефтей из пород каменноугольного возраста 889-894 кг/м³, содержание серы 2,7-3 % (рис. 3.10.).

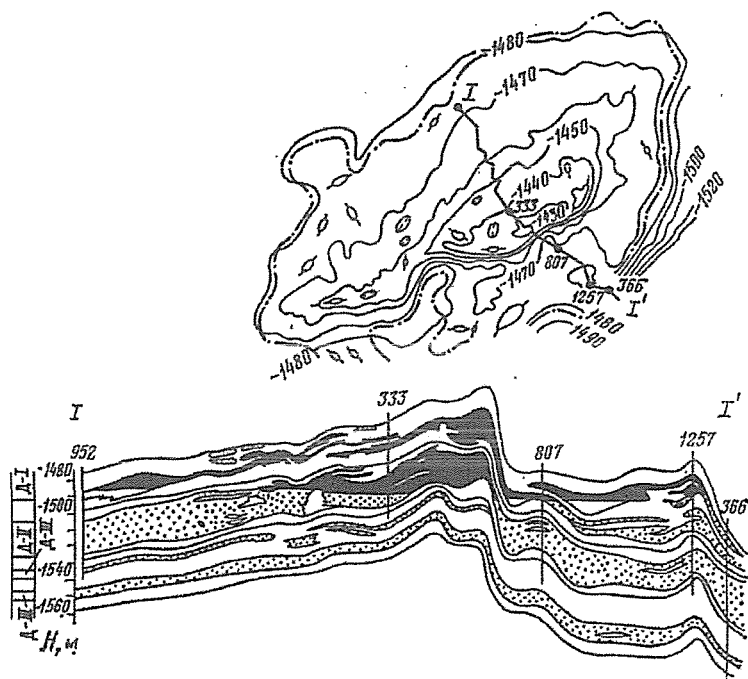


Рис. 3.10. Структурная карта по кровле пласта Д1 и профильный разрез Туймазинского нефтяного месторождения (по И.Х. Абрикосову)

Особенности провинции

1. Провинция имеет асимметричное строение – наиболее прогнутая часть расположена на юге; сев. часть представляет собой сложно расчлененный склон бассейна; вытянута в субмеридиональном направлении и имеет форму равнобедренного треугольника.
2. Поверхность фундамента бассейна осложнена многочисленными разломами и имеет четко выраженный блоковый характер. В пределах антеклизы (без Предуральского краевого прогиба) амплитуда изменений глубин фундамента составляет до 8 км.

3. Более 30% запасов представлены высоковязкими нефтями, 10% находятся в малопроницаемых коллекторах. Большая доля тяжелых нефтей (58%) с преобладанием среди них средне и высокосернистых.
4. На территории провинции глубина залегания фундамента составляет в зависимости от рельефа поверхности от 4-6 км во впадинах до 1,5-2 км на сводах.
5. На долю морских отложений приходится – 90 %, из них 60 % - карбонатные породы; 10 % - соленосные.
6. Девон условно делят на – «терригенный» (верхи нижнего девона – нижняя часть франа) и «карбонатный» (средний фран – турне) девон. Отложения «терригенного» девона в нижней и верхней частях представлены терригенными отложениями, в средней – терригенно-карбонатными. В разрезе «карбонатного» девона в нижней части преобладают глинисто-карбонатные разности, в средней отмечаются многочисленные органогенные карбонатные постройки. Одним из типов пород этого комплекса являются битуминозные глинисто-известково-кремнистые образования доманиковой фации.
7. Характерной особенностью PZ структурного плана Волжско-Камской антеклизы является наличие Камско-Кинельской системы прогибов. Они приурочены в большинстве случаев к впадинам, иногда заходят на своды. Наиболее четко прогибы выражены в структуре фаменских отложений, представляя депрессии амплитудой до 400м, шириной от 20 до 100 км с плоским дном, сложенным породами доманиковой формации и крутыми бортами, являющимися склонами рифовых массивов. Заполнены прогибы терригенной толщей нижнего визе.
8. По бортам Камско-Кинельских прогибов развита рифогенная формация мощностью до 650 м (водорослевые, строматолитовые, коралловые и т.п. известняки). Высота органогенных построек, схожих с барьерными рифами достигает 250 м при ширине от 3-5 до 15-20 км, протяженность – десятки и первые сотни км. Выделяются шельфовые и депрессионные одиночные биогермы и биостромы, а также атолловидные сооружения (размерами до 20-25 x 30-50 км). Максимальное развитие органогенные постройки получили в позднефранско-заволжское время.
9. Галогенная толща пород кунгура – региональная покрывка.
10. Выявлено около 4000 залежей нефти и газа. Все основные залежи нефти расположены в интервале глубин до 2 км. Весь объем неразведанных ресурсов нефти сосредоточен на глубинах до 4 км, большая часть – на глубине 1-2 км.

11. С терригенными коллекторами связано около 58 % залежей, с карбонатными (известняками и доломитами) - 41 % и с рифогенными образованиями менее 3% залежей.
12. Подавляющее большинство выявленных залежей приурочено к брахиантиклинальным и антиклинальным складкам. Широко распространены массивные и пластовые сводовые залежи, реже встречаются литологически и стратиграфически экранированные, еще реже - литологически ограниченные.

Перспективы:

Все открытые скопления УВ в слабодислоцированных верхнедевонско-нижнепермских отложениях Бузулукской впадины приурочены к небольшим мало-амплитудным локальным поднятиям и находятся, как правило, над крупными структурами нижнегерцинского возраста. В связи с этим, при бурении на отложения терригенного девонского комплекса рекомендуется попутное опробование отложений вышележащих нефтегазоносных комплексов.

На южном погружении Бузулукской впадины 80 % рентабельных ресурсов нефти и 88 % газа сосредоточены в продуктивном терригенно-карбонатном комплексе девона. В связи с этим поиски и подготовка структур должны быть направлены в основном на эйфельско-нижнефранский комплекс. Остальные НГК содержат относительно небольшой процент нефтяных и газовых ресурсов и могут быть опойсканы попутно.

Величина рентабельных ресурсов нефти и газа определяется классом крупности залежи, их количеством, размерами, удельными затратами и средней глубиной залегания. По данным А.А. Голова (2004 г.) залежи с запасами от 1 до 3 млн. т могут быть рентабельны в северной Крутойярской зоне, где глубина залегания основного продуктивного НГК выше 3500- 4000 м. [37]. Большинство залежей других зон (около 150) будет относиться к классу крупности от 0,1 до 0,3 млн. т, около 65 поднятий – от 0,3 до 1 млн. т, 41 поднятие - от 1 до 3 млн. т, лишь около 5 – 7 поднятий - более 10 млн. т.

Запасы УВ в южном погружении впадины при 1 млн. т могут быть рентабельны до глубины 4 км. Величина, при которой они будут рентабельны, резко возрастает при глубине более 5 км (от 4 до 10 млн. т).

Структуры, являющиеся близкими к рентабельным, желательно группировать в 2-3 объекта, близко расположенные друг с другом. В случае получения на них промышленной нефтегазоносности целесообразно объединять их в единый объект для дальнейшей разработки.

Табл. 3.2. Характеристика нефтегазоносных областей и районов Волго-Уральской НГП

Провинция	НГО	Площадь	Тектонический элемент	Основные продуктивные комплексы	Особенности залежей
Волго-Уральская НГП	<u>Татарская НГО</u> <u>содержит более 35 % ресурсов Урало-Поволжья</u>	12 тыс. кв. км;	Приурочена к одноименному своду, включающему Кукоморскую, Альметьевскую и Белебеевско-Шкаповскую вершины.	Нефтегазоносны отложения от эйфельского до московского ярусов. Промышленная нефтегазоносность связана с комплексами в среднем девоне -среднем карбоне. <i>Перспективы Южно-Татарского нефтеносного района связаны с поисками нефти главным образом в каменноугольных отложениях.</i>	Крупные по запасам нефти залежи Ромашкинского, Ново-Елховского, Туймазинского, Бавлинского, Шкаповского и др. месторождений,
	<u>Пермско-Башкирская НГО</u>	36 тыс. кв. км	Находится в пределах Пермского и Башкирского сводов и Вымско-Курганской впадины	Продуктивны отложения от среднего девона до среднего карбона. Основные ресурсы содержатся в каменноугольных комплексах. <i>Значительные ресурсы нефти и газа могут быть освоены за счет открытия месторождений с залежами в фаменско-турнейском и каменноугольном комплексах на склонах Башкирского свода.</i>	
	<u>Прикамская НГО</u>	22 тыс. кв. км	Висимская впадина и Пермский свод	Продуктивны отложения верхнего девона – среднекаменноугольного возраста	
	<u>Верхнекамская НГО</u>	74 тыс. кв. км	Приурочена к одноимен-	Залежи в среднем девоне –	

Мелекесско-
Абдулинская НГО

свыше 40 тыс. кв.км

Мелекесская впадина и
Абдулинский прогиб

нижней перми; 90 % запасов
и ресурсов содержится в ка-
менноугольных отложениях

Промышленная нефтегазо-
носность связана с отложе-
ниями среднего девона –
нижнего карбона, основные
ресурсы – в каменноуголь-
ных отложениях

Уфимская НГО

19 тыс. кв.км

Бирская седловина и Бла-
говещенская впадина

Промышленная нефтенос-
ность связана с отложениями
девона и карбона

Арланское нефтяное
месторождение

Оренбургская (Соль-
Илецкая) ГНО
Здесь сосредоточено
около половины га-
зовых ресурсов Ура-
ло-Поволжья

30 тыс. кв. км. ,

Соль-Илецкий свод

Промышленная нефтенос-
ность связана с отложения-
ми девона и карбона, газо-
носность — среднего карбо-
на и нижней Перми.

*Высокие тектонические
предпосылки обнаружения
месторождений нефти с
залежами ряда нефтега-
зоносных комплексов па-
леозоя. На Соль-Илецком
выступе перспективы га-
зонефтеносности связы-
ваются с двумя карбо-
натными комплексами:
нижнепермским и башкир-
ским, где возможно выяв-
ление структурных зале-
жей газа и нефти на под-
нятиях различного генезиса,
а также структурно-
стратиграфических зале-
жей.*

Крупнейшее Орен-
бургское газоконден-
сатное месторождение

Жигулевско-
Пугачевская НГО

45 тыс. км

Жигулевско-Пугачевский
свод

Залежи выявлены в отложениях верхнего девона — среднего карбона. Основные запасы нефти связаны с каменноугольными комплексами.

В области расположены Покровское, Зольненское, Яблоневоовражное, Мухановское нефтяные, Кулешовское газонефтяное и др. месторождения.

Нижневолюсская
НГО

83 тыс. кв. км

Юго-восточная часть Пачелмского прогиба и юго-восточный склон Воронежской антеклизы

Нефтегазоносность связана с отложениями среднего девона — перми.

В области открыты Соколовогорское, Жирновское, Песчано-Уметское, Коробковское нефтяные, Арчединское, Зимовское газонефтяные и др. месторождения.

Бузулукская НГО

58 тыс. кв. км

Одноименная впадина

Продуктивные отложения от среднего девона до нижней перми. Залежи в карбонатных коллекторах бийского и афонинского горизонтов. *Существенный прирост запасов нефти в Бузулукской НГО связан с органическими постройками различного возраста и типа и структур их облегающих, к которым приурочены ловушки УВ преимущественно в каменноугольных и нижнепермских отложениях. Наиболее перспективна, характеризуется значительной концентрацией неразведанных ресурсов нефти по всему разрезу палеозоя.*

Зайкинское, Росташинское, Вишневое, Гаршинское, Бобровское нефтегазоконденсатные месторождения.

3.3. Прикаспийская нефтегазоносная провинция

Прикаспийская нефтегазоносная провинция охватывает территорию крупнейшей одноименной впадины – Прикаспийской синеклизы, имеющей площадь более 500 тыс. км², а так же прилегающий к ней Бузачинский свод площадью около 12 тыс. км². (рис. 3.11.).

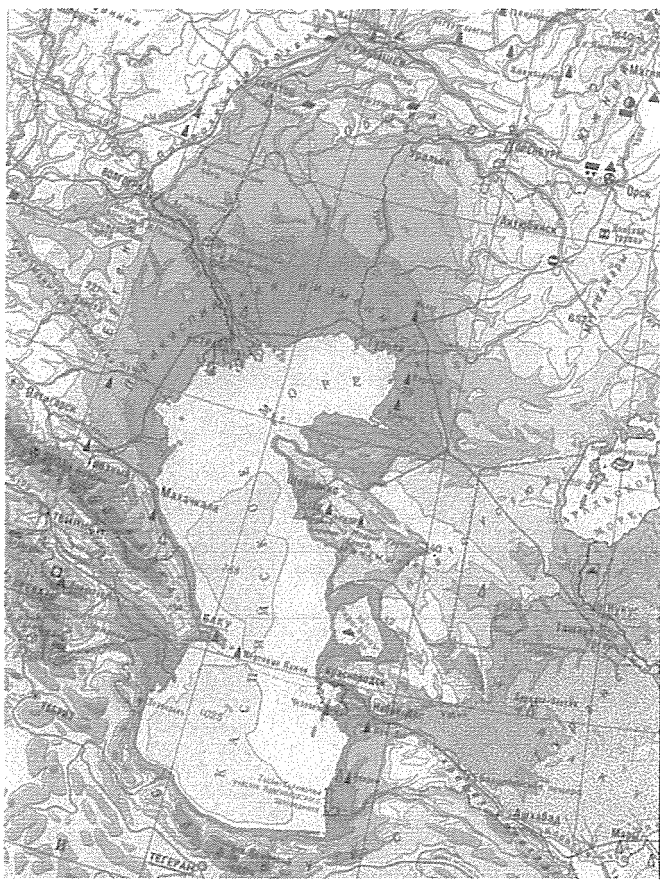


Рис. 3.11. Географическое положение Прикаспийской нефтегазоносной провинции (выкопировка из географического атласа)

В тектоническом плане синеклиза занимает юго-восточную, наиболее погруженную часть Русской платформы. Мощность осадочного чехла достигает 24 км. Большая часть провинции расположена на территории Казахстана и частично в Оренбургской, Саратовской, Волгоградской и Астраханской областях России (рис. 3.12.).

Прикаспийская впадина является крупнейшим осадочным бассейном мира, палеозойская история развития которого происходила под знаком периодически повторяющейся длительной карбонатной седиментации. Объем осадков, выполняющих впадину, превышает 4 млн. км³, из них палеозойские отложения составляют 60%, мезозойские - 30 % и кайнозойские - 10 %. Морские отложе-

ния занимают свыше 90% разреза, среди них карбонатных пород 20 - 25%. Особое место среди коллекторов Прикаспия занимают многочисленные органогенные постройки, представляющие собой объекты поисков нефти и газа. По масштабам биогермообразования Прикаспийская впадина не уступает Западно-Канадскому и Пермскому бассейнам с карбонатной рифогенной седиментацией. Стратиграфический диапазон выявленных построек достаточно широк. В морфогенетическом плане преобладают биостромы и биогермы, протяженные барьерные рифы и массивы рифогенных толщ.

Границы провинции определяются глубинными разломами.

- На западе и севере они отделяют Прикаспийскую синеклизу от приподнятых частей Восточно-Европейской платформы.

- *На востоке* Прикаспийская синеклиза обрамлена складчатыми сооружениями Южного Урала и Мугоджар.
- *На юго-западе* синеклиза отделяется Донецко-Астраханским краевым швом от герцинид гряды Карпинского.
- *На юго-востоке* крупный разлом, прослеживающийся по оси Южно-Эмбенского поднятия, ограничивает Прикаспийскую синеклизу.
- *К юго-западу* от Южно-Эмбенского поднятия находится Бузачинский свод, входящий в состав Прикаспийской провинции.

Основные крупные тектонические элементы: Прикаспийская синеклиза, Бузачинский, Астраханский своды, Гурьевская система прогибов, Каракульский прогиб, Каратонско-Тенгизская зона поднятий, Южно-Эмбинское поднятие (рис. 3.11.).

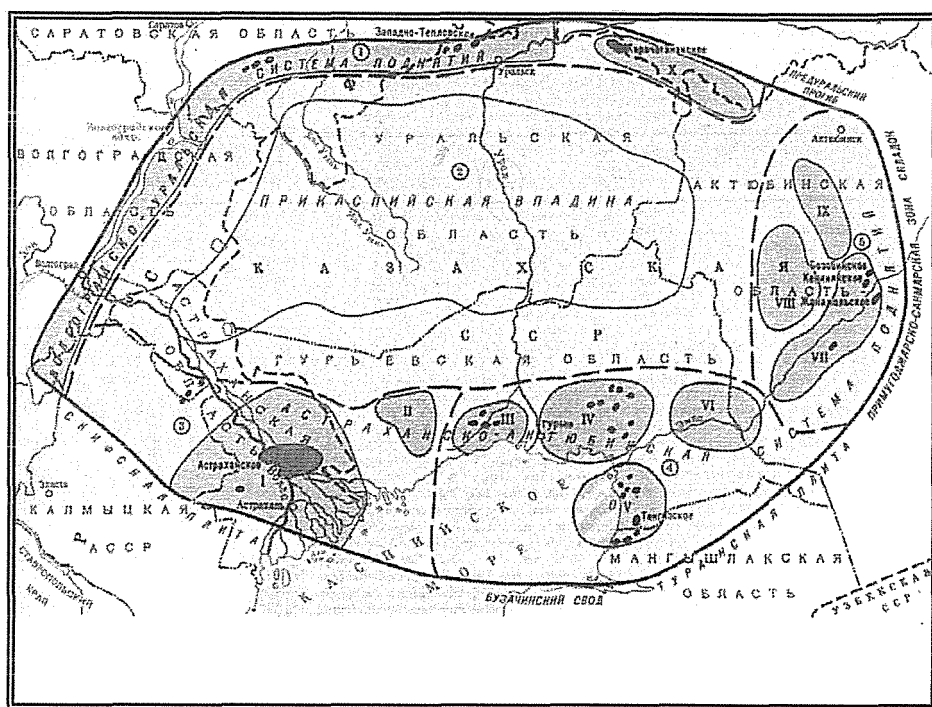


Рис. 3.11. Тектоническая схема Прикаспийской НГП (по С.П. Максимову, 1991 г.)

Нефтегазоносные области: 1-Волгоградско-Карачаганакская; 2-Центрально-Прикаспийская; 3-Астраханско-Калмыцкая; 4-Южно-Эмбинская; 5-Жаркамыско-Енбекская.

Структурные элементы: I – Астраханский свод; II – Мынтобинская зона поднятий; III – Северо-каспийский свод; IV – Гурьевский свод; V – Каратон-Тенгизская зона поднятий; VI – Бишкэжальский свод; VII – Жаркамысский свод; VIII – Кзылджарский свод; IX – Енбекский свод; X – Карачаганак-Кобландинский мегавал.

Изученность

Первое месторождение провинции открыто в районе Южной Эмбы в конце XIX в. К 1985 г. открыто 104 месторождения, в том числе 79 в надсолевых, 25 в

подсолевых отложениях. Наиболее известные месторождения: Кенкияк; Карачаганак; Бозобинское.

Геолого-геофизическая изученность Прикаспийской мегасинеклизы остается далеко не полной, особенно на больших глубинах. Плановые геолого-геофизические исследования строения и нефтегазоносности подсолевых отложений широко развернулись в начале 70-х гг. (бурение скважин на глубины до 5 км и заложения более глубоких единичных скважин - Аралсорская - до глубины 6806 м, Саратовская - 5615 м; на юго-востоке Биикжальская - до глубины 6028 м, на востоке Шубаркудукская - 5750 м.).

На основании полученных геолого-геофизических данных сложились представления об общих особенностях изменения глубин залегания кровли подсолевого палеозоя от бортовых зон к внутренней части Прикаспийской впадины. Представления о глубинном строении провинции базируются, главным образом, на данных сейсморазведки, результатах бурения и геофизических исследованиях скважин, пробуренных в бортовых частях впадины.

Первоначально главным критерием оценки перспектив нефтегазоносности подсолевых отложений Прикаспийской впадины вообще и карбонатных комплексов в частности был принцип геологической аналогии с установленной региональной продуктивностью палеозоя Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Исходя из этих представлений, в 50-60-е годы был реализован первый этап поисково-разведочных работ на нефть и газ в Прикаспийской впадине, ориентированный на поиски большой нефти в подсолевых отложениях в пределах крупных структурных объектов.

Открытие в середине 60-х годов Оренбургского газоконденсатного месторождения явилось решающим толчком к расширению работ на подсолевые карбонаты. Месторождение расположено в северо-восточном обрамлении впадины и характеризуется продуктивностью нижнепермско-каменноугольного карбонатного разреза в пределах крупного валообразного поднятия без сколь угодно значительных признаков рифообразования при наличии биогермных фаций.

К середине 70-х годов подсолевые карбонатные отложения такого же формационного типа, что и на Оренбургском валу, были вскрыты бурением на Астраханском своде. На северо-западном и северном бортах Прикаспийской впадины в карбонатных отложениях были установлены многочисленные признаки интенсивного рифообразования, особенно в пределах зон бортовых уступов, связанных с выклиниванием карбонатных комплексов и замещением их глинисто-карбонатными отложениями толщиной несколько десятков метров. Такие карбонатные уступы в пределах бортовых зон Прикаспийской впадины, обусловившие клиноформное строение подсолевого мегакомплекса, были выявлены 10-15 лет назад главным образом по геофизическим данным, а затем подтверждены бурением.

К настоящему времени в провинции открыто в подсолевом палеозойском комплексе 14 газоконденсатных, 12 нефтяных, 3 – нефтегазовых; 1 – газовое скопление. В надсолевых отложениях открыто более 66 нефтяных месторождений; 11 – нефтегазовых; 3 – газовых. Важнейшие из них – Карачаганак, Жанажол, Тенгиз, Астраханское, приуроченные к карбонатным комплексам в стратиграфическом диапазоне от нижнепермских до нижнекаменноугольных.

Особенности тектонического строения

Прикаспийская впадина представляет собой наиболее глубоко опущенную краевую часть Восточно-Европейской платформы, ограниченную с запада и севера областями сравнительно неглубокого (3-6 км) залегания кристаллических пород фундамента.

От бортов синеклизы поверхность фундамента неравномерно, уступами, погружается к ее центральной части до глубины 15-20 км. Наиболее крутое погружение отмечается от западного и северного бортов. В пределах восточного и южного бортов оно значительно положе, и поверхность фундамента характеризуется расчлененным рельефом с глубинами залегания от 6-7 км до 14-15 км. Здесь выделяются отдельные выступы фундамента: Енбекский, Жаркамысский, Утыбайский, Биикжальский и Астраханский, от которых поверхность фундамента погружается как к центральной части синеклизы, так и к ее окраинам.

Осадочный чехол, толщина которого колеблется от 5 до 24 км, делится кунгурской соленосной формацией, несущую характерные черты солянокупольной тектоники, на два крупных мегакомплекса: верхнепермско-мезозойско-кайнозойский надсолевой (преимущественно терригенный) и палеозойский, или палеозойско-верхнепротерозойский, подсолевой, характеризующийся широким развитием карбонатных формаций (рифогенные постройки).

В прибортовых частях впадины, характеризующихся наименьшими глубинами залегания поверхности подсолевого палеозоя, карбонатные отложения вскрыты большим количеством скважин, пробуренных в основном до глубин 3-5 км.

В пределах восточной и юго-восточной прибортовых зон, в разрезе подсолевого мегакомплекса широко развиты терригенные формации. В северной и северо-западной прибортовых зонах в разрезе преобладают карбонатные формации, в органогенных и органогенно-обломочных известняках на различных стратиграфических уровнях широко развиты организмы-рифостроители.

Наличие в основании соленосной формации пачки сульфатно-терригенных или сульфатно-карбонатных пород, толщина которых существенно меняется, обусловило приуроченность к их кровле отражающего горизонта, первоначально интерпретировавшегося как подсолевой. В связи с этим неоднократно из-за сложности сейсмогеологических условий, которые зачастую не позволяют однозначно интерпретировать геофизические материалы, в подсолевых отложениях выделили ложные объекты предположительно рифогенного генезиса.

Поверхность подсолевых отложений Прикаспийской синеклизы постепенно погружается от 2,5-3 км в периферийной зоне до 10 км в центральной. На фоне этого погружения условно можно выделить прибортовую зону, склон и центральную часть. Наибольшим наклоном характеризуется зона перехода от прибортовой к центральной части синеклизы. Прибортовые зоны, характеризующиеся различной шириной - сравнительно узкие на севере и западе и широкие на востоке и юге, осложнены многочисленными и различными по величине структурами (рис. 3.12.).

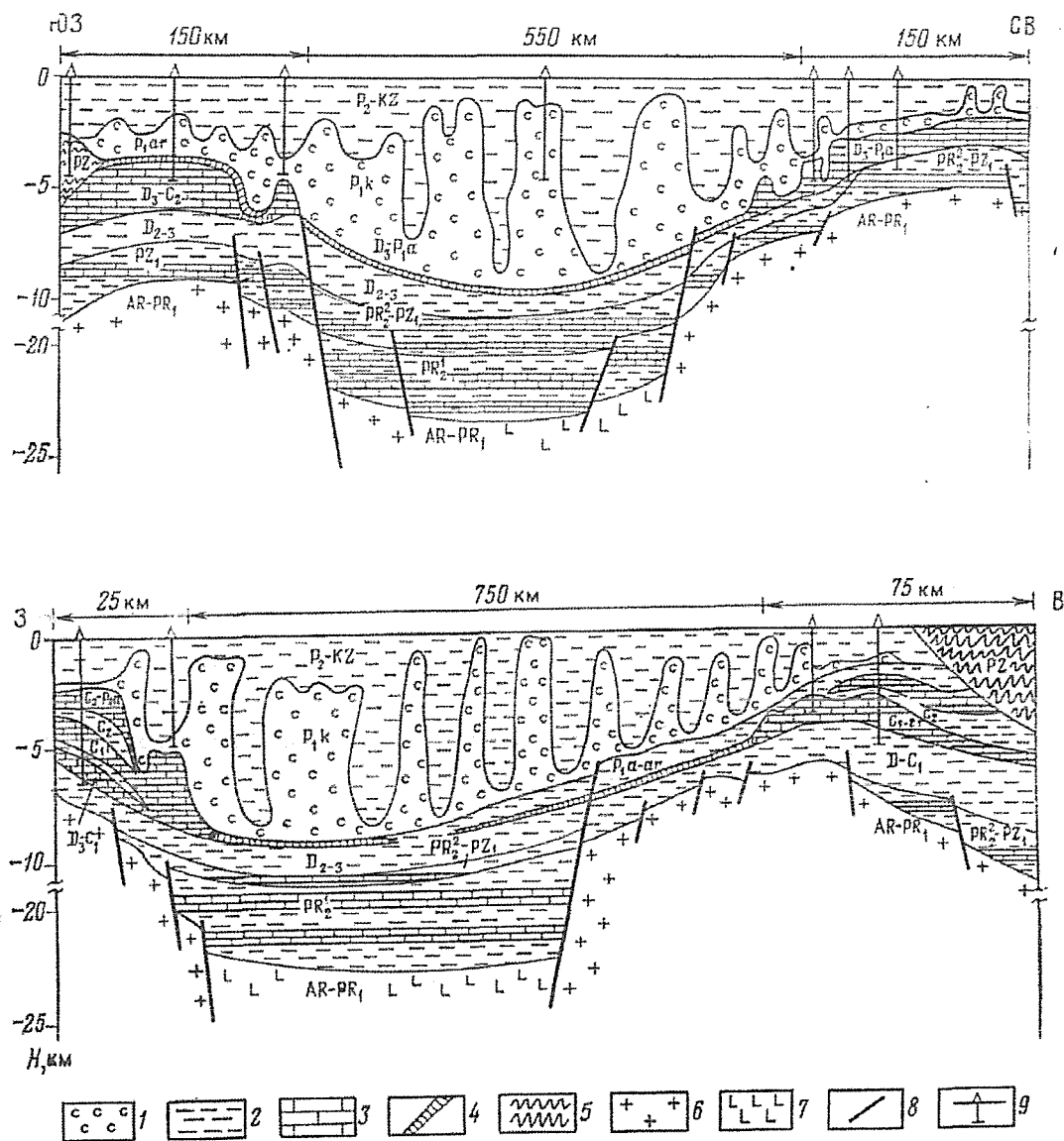


Рис. 3.12. Схематический геологический профиль Прикаспийской синеклизы (по Г.А. Габриэляну, 2000).

Типы пород: 1 - сульфатно-соленосные; 2 - терригенные; 3 - карбонатные мелководные; 4 - глинисто-кремнисто-карбонатные депрессионные; 5 - преимущественно терригенные уплотненные и дислоцированные; 6 - гранито-гнейсовый, 7 - базальтовый; 8 - разломы; 9 - глубокие скважины

На фоне моноклинального погружения в зоне бортового уступа фиксируется цепочка рифогенных нижнепермских структур. К югу от нее, по поверхности подсолевых отложений намечается ряд валообразных поднятий (Деркульский, Южно-Милорадовский и др. валы).

В пределах западного и северного бортов Прикаспийской синеклизы выделяются достаточно крупные положительные структуры по кровле девона:

Западно-Ровненская, Булатовская, Рожковская и Карагачинская.

В восточной прибортовой зоне по поверхности подсолевых отложений фиксируется ряд ступеней, осложненных локальными поднятиями, располагающихся на глубинах от 3,5 до 5,0 км.

Для надсолевого комплекса Прикаспийской провинции характерно наличие региональных прогибов, разделенных приподнятыми зонами. Региональные структуры надсолевого комплекса осложнены многочисленными солянокупольными структурами.

Соляные купола занимают более 25-30% всей площади Прикаспийской впадины. Соляные купола хорошо отмечаются гравитационной съемкой - мозаичное гравитационное поле с минимумом над соляным штоком. В центральной части Прикаспийской впадины выделяются купола-гиганты (Баскунчак, Индер, Челкар, Сахарный, Санкибай и др.). Отмечается связь между тектоникой подсолевого комплекса и расположением соляных куполов. Соляные купола различаются по своей морфологии, глубине залегания, интенсивности прорыва соли и другим свойствам. Для соляной тектоники характерны сбросы. Образование соляных куполов происходило в несколько этапов, связанных с фазами тектогенеза ближайших тектонических областей. В западной части впадины в междуречье Урала и Волги наиболее сильная фаза образования соляных куполов относится к верхнему плиоцену, в районе Северной Эмбы - к триасу, в центральных частях впадины - к юре и мелу. Соляные штоки связаны между собой узкими соляными перемычками, погребенными на глубину 1,5-2 км. В результате подсолевая осадочная толща распадается на разобщенные поля, обрамленные солью. В краевых частях впадины цепочки куполов связаны с крупными разломами, затрагивающими даже подсолевое ложе.

Нефтегазоносность провинции связана с карбонатными мелководно-морскими фациями и в значительной степени с органогенными постройками. Роль органогенных сооружений в формировании ловушек УВ различна – от пассивного участия в качестве природного резервуара до создания комбинированных и самостоятельных палеогеоморфологических ловушек.

Основными продуктивными комплексами провинции являются надсолевые - верхнепермско-триасовый и юрско-нижнемеловой и подсолевой – палеозойский.

Нефтегазогеологическое районирование территории Прикаспийской НГП проведено на основании данных геофизических исследований и бурения. В составе провинции выделено 5 НГО: Волгоградско-Карагаганакская, Енбекско-Жаркамысская, Южно-Эмбинская, Астраханско-Калмыцкая, Центрально-Прикаспийская и ряд нефтегазоносных районов, краткое описание которых дано в табл. 3.3.

Нефтегазоносные комплексы (НГК)

В Прикаспийской провинции нефтегазоносность отмечается практически по всему вскрытому разрезу осадочного чехла.

В подсолевом этаже залежи УВ связаны преимущественно с четырьмя основными нефтегазоносными комплексами, литология и стратиграфический объем которых изменяется по площади: терригенным девонским (на востоке девонско-нижнекаменноугольным), карбонатным верхнедевонским-нижне-каменно-

угольным, карбонатным ниже-среднекаменноугольным (на севере и западе среднекаменноугольным-нижнепермским), терригенным верхнекаменноугольным-нижнепермским.

В подсолевых отложениях открыто около 40 залежей, преимущественно массивного типа, в основном газоконденсатные, с аномально высокими пластовыми давлениями. Залежи в карбонатных резервуарах в подсолевых отложениях повсеместно содержат сероводород, наиболее высокие концентрации которого отмечаются в южном секторе мегасинеклизы и умеренные в северном и западном.

Нефти палеозойских подсолевых пород метанонафтенного состава в основном легкие с плотностью 833- 823 кг/м³, малопарафинистые; содержание в %: бензиновых фракций 23 – 33, смол 10 - 15 и асфальтенов до 1,2.

Важнейшими особенностями подсолевого комплекса являются:

- *Региональная нефтегазоносность подсолевых отложений в бортовых зонах впадины;*
- *Преимущественная приуроченность газовых и нефтегазоконденсатных скоплений к карбонатным массивам разного генезиса;*
- *Большой этаж продуктивности;*
- *Принципиальное сходство разрезов PZ с разрезами Волго-Урала и одновременно заметные различия, связанные с более глубоководными условиями седиментации, способствовавшей широкому развитию рифогенных построек в зоне перехода от мелководья к глубоководью.*
- *Региональным флюидоупором является соленосный комплекс кунгура с сульфатно-терригенной толщей в основании. Роль зональных покрышек играют глины тульского горизонта, глинистые известняки и доломиты, глинисто-карбонатные породы верейского горизонта (рис. 3.13.).*

Среднедевонско-нижнефранский НГК, представленный на северо-западном и западном обрамлении Прикаспийской мегасинеклизы преимущественно терригенными породами мощностью 300-1150 м. Пористость коллекторов 12 - 30%, проницаемость - до 0,7 мкм². В направлении к бортовому уступу преобладают порово-трещинные коллекторы. На севере провинции промышленная нефтегазоносность комплекса установлена на Карачаганакском месторождении. Среднедевонские отложения (5630 - 5748 м) в объеме эйфельского и живетского ярусов сложены темно-серыми, почти черными известняками, часто органогенными, и аргиллитами. Из этих отложений получены притоки газа и нефти.

Промышленные притоки нефти из девонских отложений и признаки нефтеносности получены на Ташлинской структуре, на площадях Жанасу, Биикжал, Щучкинской, Кокпеты и др.

Среднефранско-нижневизейский НГК имеет сложное фациальное строение и различную полноту разрезов. Мощность комплекса меняется от 0 до 1500 м. В северо-западной части провинции разрез комплекса представлен преимущественно карбонатными породами, Терригенные образования носят подчи-

ненный характер. В нижней части комплекса выявлены газонефтяные и газовые залежи на Западно-Ровенском и Краснокумском месторождениях.

На северо-западном прибортовом уступе Прикаспийской мегасинеклизы, где мощность комплекса достигает 1000 м, выявлены отдельные рифогенные массивы. В юго-западной бортовой зоне (Северо-Сарпинская площадь) нижняя часть комплекса представлена песчаниками с прослоями доломитов и известняков задонско-елецкого возраста, верхняя - данково-лебедянскими глинистыми известняками. На юго-восточном и восточном бортах впадины комплекс представлен терригенными образованиями.

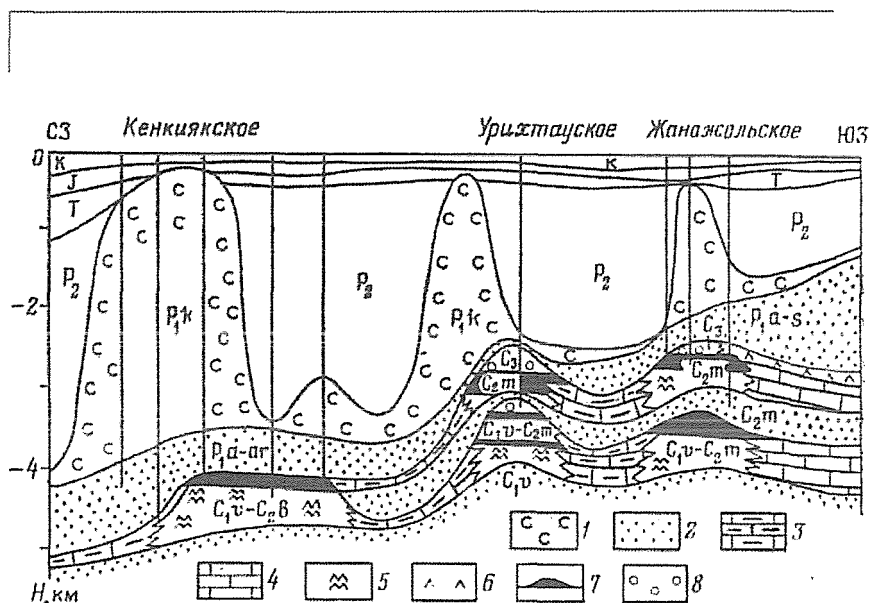


Рис. 3.13. Схематический геологический профиль Кенкияк-Жаназольской зоны нефтегазонакопления (по О.С. Обрядчикову)

Нижнекаменноугольный НГК представлен главным образом терригенными отложениями. В северо-западных районах в состав комплекса входят песчано-глинистые породы с редкими прослоями углей и известняков. Нефтегазоносность установлена на Саратовском участке борта впадины. Продуктивные песчаники залегают на глубине 3500 м. Средняя открытая пористость 12- 15%, проницаемость - 0,22 -0,3 мкм². В юго-западной части бортовой зоны (Сарпинско-Тингутинская, Северо-Сарпинская) и на юге впадины (Каратонское поднятие) средневизейская толща выполнена органогенно-обломочными известняками с прослоями мергелей, мощностью до 250 м. На юго-востоке она представлена переслаиванием глинистых и песчаных горизонтов

Верхневизейско-нижнебашкирский НГК повсеместно развит на территории и содержит основную часть промышленных запасов углеводородов. Сложен

известняками, доломитами, мергелями. Среди известняков широко распространены биоморфно-детритовые разности, обогащенные фораминиферами, водорослями, остракодами. Породы интенсивно выщелочены и кавернозные. Мощность комплекса 100 - 800 м. В центральных районах впадины и в северо-западной внутренней прибортовой зоне мощность уменьшается. Широко развиты мелководные карбонатные осадки и органогенные постройки разного типа с высокими емкостными и фильтрационными свойствами. С верхневизейско-нижебашкирским НГК связаны основные продуктивные горизонты в разрезах Карачаганакского, Астраханского газоконденсатных, Тенгизского нефтяного и Жанажольского нефтегазового месторождений.

Для комплекса характерны массивные резервуары мощностью от десятков до тысячи метров. Средняя пористость коллекторов 10-12%, реже 20%. Покрышками являются глины мелекесско-верейской толщи, глинисто-карбонатные породы подсолевой нижней перми и кунгурской соленосной толщи (Лободинское, Астраханское, Тенгизское, Карачаганакское месторождения). В юго-восточной части провинции (Биикжал, Южная Эмба) преобладают терригенные породы с прослоями известняков и доломитов. Глубины залегания продуктивных горизонтов 2850- 3300 м.

Среднекаменноугольно-нижепермский карбонатный НГК на северном и западном бортах впадины представлен карбонатными и сульфатно-карбонатными породами. Мощность комплекса до 800 м. К внутренним районам впадины каменноугольные и нижепермские мелководные шельфовые известняки сменяются глубоководными кремнисто-глинистыми породами. Участки резкого увеличения мощностей связаны с рифовыми постройками. Пористость пород комплекса 11,5-15%, проницаемость низкая. На значительной части Астраханско-Актюбинской системы поднятий толщина комплекса меняется. Локальные зоны увеличенных толщин известняков отмечены на Сарыкуме, Тохутколе и др. площадях.

НГК занимает второе место после ниже-среднекаменноугольного комплекса по распределению промышленных запасов углеводородов. На Жанажольском месторождении с ним связан верхний этаж продуктивности, на Карачаганакском этаж продуктивности достигает 1500 м, верхняя часть сложена ассельско-артинскими карбонатами. Залежь массивная, нефтегазоконденсатная. Карбонатные породы комплекса, залегающие непосредственно под соленосной толщей, нефтегазоносны по всему западному и северному бортам мегасинеклизы. Залежи здесь пластовые, иногда массивные (Комсомольская, Павловская, Сарпинско-Тингутинская, Липовская, Карпенкская, Западно-Тепловская, Гремячинская и др.).

Верхнекаменноугольно-нижепермский терригенный НГК распространен в восточной, юго-восточной и юго-западной частях мегасинеклизы. Сложен песчано-глинистой толщей с конгломератами и гравелитами. Мощность толщи, выклинивающейся к центральному району провинции, достигает 1 - 2,5 км. Коллекторами являются клиноформные пачки песчаников и гравелитов. На Кенкияке их мощность не превышает 45- 50 м, Поровые коллектора ниже-

пермских терригенных отложений имеют пористость 9-13%, иногда до 20%, и низкую проницаемость.

Месторождения УВ подсолевого этажа Прикаспийской провинции представляют собой газовые залежи с высоким газоконденсатным фактором, переходящим в залежи легкой нефти с высоким газовым фактором. Плотность конденсата Астраханского месторождения - $0,812 \text{ г/см}^3$, на Карачаганакском - $0,825 \text{ г/см}^3$ на глубинах свыше 5000 м. На Жанажольском месторождении на глубинах около 2600 м плотность конденсата составляет $0,710-0,750 \text{ г/см}^3$. Содержание конденсата в газе на Астраханском месторождении составляет 417 г/см^3 , на Карачаганакском - 450 г/см^3 в породах нижней перми и более 1000 г/см^3 в нижележащих; для верхней залежи Жанажольского месторождения - до 500 г/см^3 .

Газоконденсатные залежи характеризуются уникально высоким содержанием кислых компонентов. Суммарное их количество в северо-восточных и восточных районах провинции составляет 6 - 10%, в юго-восточных - до 24% и юго-западных - до 50%. Из них на долю сероводорода приходится: на северо-востоке провинции 4 - 5%, на востоке - до 6%, на юго-востоке - до 20% и юго-западе - более 23%. Нефти подсолевого этажа независимо от стратиграфической принадлежности близки по составу и физическим свойствам.

В надсолевых отложениях провинции выделяются: верхнепермско-триасовый (триасовый) НГК мощностью до 3500 м, сложенный терригенным комплексом пород. Характеризуется большим количеством песчаных пластов. Открыты залежи нефти и газа на Макатском, Кульсаринском, Каратюбинском, Кенкиакском, Кумсайском и др. месторождениях.

Среднеюрский НГК мощностью до 700 м представлен терригенными породами, и содержит около 16 продуктивных пластов мощностью от 10 до 25 м. Среднеюрские отложения в центральных и западных районах представлены песчано-глинистыми осадками морского происхождения. Высокими коллекторскими свойствами обладают среднеюрские песчаники в западной прибортовой зоне мегасинеклизы: пористость от 16 до 35%, проницаемость - до $1,27 \text{ мкм}^2$. Песчаность среднеюрской толщи возрастает к востоку провинции. Промышленная нефтегазоносность среднеюрских отложений связана в основном с лагуно-континентальными фациями байосского и батского ярусов. Залежи встречены в песчаниках погребенных речных долин и палеodelьт (месторождения Каратюбе, Кенкиак, Акжар и др.). Со среднеюрскими отложениями связана основная промышленная нефтегазоносность надсолевого этажа провинции. С этим комплексом связаны залежи УВ на Доссорском, Каратонском, Прорвинском, Сагизском, Буранкульском и др. Скоплениях УВ.

Верхнеюрский НГК мощностью до 330 м приурочен к песчаникам и известнякам, которые нефтегазоносны на Кульсаринском, Старшиновском, Таловском, Спортивном месторождениях.

Нижнемеловой (баррем-альбский) НГК мощностью до 1540 м представлен терригенным комплексом отложений, в которых выделяются до 14 продуктивных песчаных пластов баррем-готерива, апта, альба и др. мощностью 10 -

20 м. Открыты залежи нефти на Байчунаасском, Каратонском, Макатском, Кульсаринском, Кенкиякском, Искине-Камышитовом и др. месторождениях.

Перспективными НГК провинции в подсолевом этаже являются нижне-каменноугольно-верхнедевонский, который выражен преимущественно карбонатными разностями пород, и девонский терригенный комплексы, продуктивные в области северного борта, где открыты залежи УВ на Западно-Ровенском и Краснокутском месторождениях.

Сложное тектоническое строение и литофациальные условия распространения нефтегазоносных комплексов обусловили специфическую территориальную зональность распределения углеводородов и определили принципы районирования Прикаспийской провинции, в основу которых положено выделение НГО.

***Закономерности размещения ресурсов УВ
в осадочном чехле Прикаспийской НГП***

Основной объем начальных суммарных ресурсов провинции сосредоточен в залежах Астраханско-Актюбинской системы поднятий, Здесь содержится подавляющая часть суммарных запасов нефти провинции и более половины запасов газа и конденсата. На Волгоградско-Карачаганакскую НГО приходится около трети суммарных ресурсов УВ.

Наибольшие удельные значения перспективных и прогнозных запасов нефти, по данным Н. В. Грековой и Д. Л. Федорова, характерны для Жаркамыско-Енбекской и Эмбинской НГО [28; 37].

Прогнозируемая часть ресурсов провинции оценена до глубины 7 км. На глубинах до 5 км содержится 66 % (по категории D_1) нефти, 63 % газа и 78 % конденсата. На глубине от 5 до 7 км эти ресурсы соответственно оцениваются в 27; 23 и 9%.

В Прикаспийской провинции начальные запасы нефти и газа сосредоточены в подсолевых каменноугольных (68 %) и нижнепермских (14,6%) отложениях. В суммарных запасах этих толщ около 75% приходится на газ, 20% на газовый конденсат и 5% на нефть. В мезозойских образованиях содержится 17,3 % начальных запасов при доминирующем значении в их структуре нефти.

В Прикаспийской провинции выявлено около 500 залежей, однако около 90 % запасов сосредоточено в пределах семи месторождений, приуроченных к подсолевым отложениям. Подавляющее число залежей обнаружено в надсолевом комплексе пород, главным образом в Шукатско-Северо-Каспийской зоне поднятий и Приморской зоне (300 залежей).

В подсолевых комплексах пород углеводородные залежи содержатся в карбонатных и рифогенных образованиях, в подсолевых - и терригенных коллекторах, значительное количество залежей (190) приурочено к пачкам чередования песчаников, алевролитов и глин.

Около 380 залежей расположено на глубине до 1 км, 96 залежей в интервале 1-3 км, 12 от 3 до 4 км и 11 залежей выявлено в интервале глубин 4-5 км.

Свыше 65 % месторождений в надсолевых отложениях генетически связаны со структурами, обусловленными солянокупольной тектоникой. В них распространены пластовые сводовые и тектонически экранированные залежи, среди которых встречаются залежи, экранированные соляными штоками. Довольно часто залежи располагаются в пределах опущенных крыльев. В подсолевых образованиях залежи приурочены к трендам барьерных рифов (Волгоградско-Карачаганакская область), к карбонатным массивам (Астраханское), нередко осложненным биогермными образованиями (Тенгизская зона поднятий) и одиночным крупным биогермам типа пинаклов (Карачаганак).

Перспективы провинции:

Перспективы открытия нефтяных и газовых месторождений Прикаспийской нефтегазоносной провинции связаны со следующим:

1. поиски месторождений в подсолевых карбонатных башкирско-верхневизейских и франско-турнейских отложениях и терригенных породах эйфельско-нижнефранской толщи северного и западного бортов синеклизы;
2. оценка нефтегазоносности подсолевого нижнепермско-каменноугольного карбонатного комплекса в пределах подсолевых поднятий на восточном и юго-восточном бортах Прикаспийской синеклизы;
3. оценка нефтегазоносности подсолевых отложений Астраханского свода;
4. поиски месторождений нефти на локальных поднятиях юрско-нижнемелового комплекса, а также оценка доюрских отложений Бузачинского свода.

Особенности провинции

1. Главные элементы региональной структуры Прикаспийской мегасинеклизы – бортовые ступенчатые уступы, четко выраженные на севере и северо-западе. В центральной части установлены погребенные поднятия и прогибы подсолевого ложа.
2. Фундамент разбит на отдельные блоки. Поверхность подсолевых отложений Прикаспийской синеклизы постепенно погружается от 2,5-3 км в периферийной зоне до 10 км в центральной. На фоне этого погружения условно выделяют: прибортовую зону, склон и центральную часть. Наибольшим наклоном характеризуется зона перехода от прибортовой к центральной части синеклизы.
3. Мощность осадочного чехла около 25 км.
4. Основная отличительная черта – наличие солянокупольной текто-

ники (кунгурская соленосная покрывка). Купола соли прорывают отложения перми и мезозоя, с которыми связаны многие залежи провинции.

5. Для надсолевого комплекса Прикаспийской провинции характерно наличие региональных прогибов, разделенных приподнятыми зонами. Региональные структуры осложнены многочисленными солянокупольными структурами. В надсолевых отложениях развиты терригенные коллекторы, содержащие свыше 20 продуктивных горизонтов, мощностью от 1 до 60 м.
6. В подсолевом комплексе месторождения в карбонатах пермского и каменноугольного возраста.
7. В пределах восточной и юго-восточной прибортовых зон, в разрезе подсолевого мегакомплекса широко развиты терригенные формации.
8. В северной и северо-западной прибортовых зонах в разрезе преобладают карбонатные формации, в органогенных и органогенно-обломочных известняках на различных стратиграфических уровнях широко развиты организмы-рифостроители.
9. На северном и юго-западном бортах развиты преимущественно газоконденсатные залежи; на восточном и юго-восточном – нефтяные и газонефтяные.
10. Основные типы месторождений провинции: 1) большинство связанные с соляными куполами - (Доссор, Макат, Кульсары, Кенкияк); 2) приуроченные к антиклинальным поднятиям, где соль или отсутствует, или в виде утопчений залегает на очень большой глубине 4-5 км (Прорвенское, Буранкульская).

Табл. 3.3. Характеристика нефтегазоносных областей и районов Прикаспийской НГП

Провинция	НГО	Тектонический элемент	Основные продуктивные комплексы	Особенности залежей
Прикаспийская НГП	<u>Волгоградско-Карагаганакская НГО</u> 46 тыс. км ² .	НГО занимает внутреннюю прибортовую зону и бортовой уступ Прикаспийской впадины от Карасальской моноклинали на юго-западе до Карагаганакско-Кобландинской зоны поднятий на северо-востоке.	В пределах области распространены крупные зоны подсолевых поднятий (Ахтубинско-Палласовская, Карагаганакско-Кобландинская, Питерско-Новоузенская, Алтатинско-Никольская и Южно-Плодовитинская зоны, содержащие крупные карбонатные массивы девонско-каменноугольного возраста, осложненные отдельными нижнепермскими рифовыми постройками.	Крупнейшее Карагаганакское (НГК); Западно-Тепловское, Чинаревское, Приграничное, Токаревское, Цыгановское, Ульяновское, Дарьинское, Ростовинское, Каменское и др.
	1. Карпенковский НГР	НГР расположен в северо-западной части бортовой зоны синеклизы и приурочен к Карпенковскому валу.	Залежи связаны с терригенными породами верхнебашкирско-верейского возраста и доломитовыми отложениями филипповского горизонта нижней перми. Есть скопления в отложениях девона. НГР рассматривается в составе средней части карбонатного седиментационного вала, окаймляющего Прикаспийскую синеклизу.	Ждановское (Г); Карпенковское (Н); Краснокутское (Н) местоскопления.
	2. Тепловский ГР	НГР приурочен к восточной части бортовой зоны синеклизы.	Залежи в рифогенных образованиях артинского возраста и в доломитах сульфатно-карбонатной пачки филипповского горизонта кунгура. Большинство залежей массивного типа, связаны с коллекторами порово-трещиновато-кавернозного типа.	Тепловское и Западно-Тепловское (ГН); Гремячинское (ГН); Восточно-Гремячинское и Южно-Гремячинское месторождения.
	<u>Центрально-Прикаспийская НГО</u> <u>Астраханско-Калмыцкая НГО</u> 67 тыс. км ² .	НГО расположена в наиболее погруженной части мегасинеклизы занимает юго-западную часть провинции, включая в се-	Перспективность из-за больших глубин залегания связывается с надсолевым комплексом. Продуктивны отложения средне-каменноугольного, триасового и юрского комплексов.	Астраханское, Бугринское и Шаджинское газовые и

	бя зону сочленения кряжа Карпинского с Прикаспийской впади- ной, Астраханский свод и Астраханско- Калмыцкую монокли- наль	Сосредоточено наибольшее коли- чество УВ провинции.	Бешкульское нефтя- ное месторождения.
<u>Южно-Эмбинская НГО</u> 94 тыс. км ² .	Примыкает на юге не- посредственно к аква- тории Каспия, охваты- вает группу Северо- Каспийских поднятий к востоку от Астрахан- ского свода, Гурьев- ский и Биикжальский своды, Каратон- Тенгизскую зону под- нятий и Южно- Эмбинское поднятие.	Продуктивны юрско-нижнемеловой и верхнепермско-триасовый комплек- сы. 97 % начальных разведанных запасов сосредоточено в первом из них. Многочисленные местоско- пления рассеяны на значительной территории. Основные запасы об- ласти разведаны на глубинах до 1000 м. <i>Основные перспективы связывают с юрско-меловым и палеозойским комплексами.</i>	Тенгиз (Н); Коро- левское и Тажигали (Каратонское) ме- стоскопления.
1. Тенгизский НГР	НГР приурочен к Приморской зоне		
2. Гурьевский НГР	НГР приурочен к Севе- ро-Каспийскому и Шу- катскому выступам		
3. Бузачинский НР	НР приурочен к одно- именному своду.	Залежи пластово-сводовые, текто- нически-экранированные.	Каражанбасское (Н)
<u>Енбекско- Жаркамысская НГО</u> 64 тыс. км ² .	Охватывает территории Жаркамысского, Енбек- ского, Кзылджарского сводов и Актюбинского Приуралья	В общем балансе начальных разве- данных запасов в каменноугольных отложениях - 15,6 %; нижнеперм- ских отложениях - 11,9 %.	Жанажол (ГН); Кен- кияк, Урихтау, Ко- жасай, Акжар,
1. Жаркамысский НГР	НГР приурочен к Жар- камысскому выступу	Открыто около 10 местоскоплений УВ	

3.4. Днепровско-Припятская газонефтеносная провинция

Днепровско-Припятская газонефтеносная провинция расположена в юго-западной части Восточно-Европейской платформы и занимает территорию северной и восточной Украин, южной части Белоруссии и часть Ростовской области России. Общая площадь провинции достигает 100 тыс. км² (рис. 3.14.) .

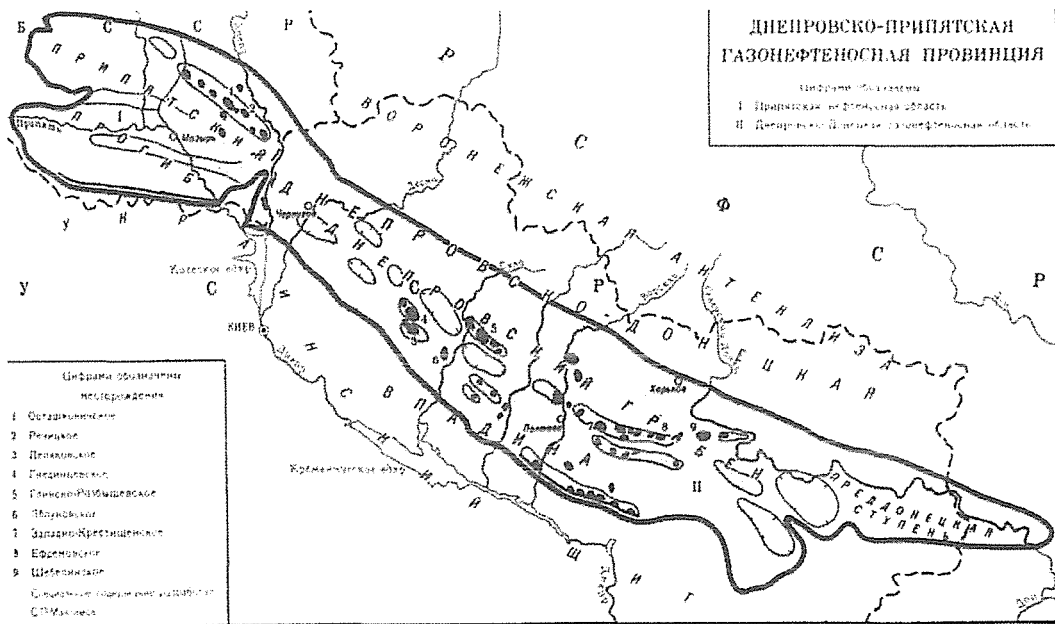


Рис. 3.14. Тектоническая схема Днепрово-Припятской газонефтеносной провинции (по С.П. Максимова, 1991 г.)

Границы провинции

Провинция вытянута между положительными тектоническими элементами и ограничена:

На севере и юге - по системе разломов Белорусско-Мазурской и Воронежской антеклизами и Украинским щитом;

на северо-западе – Микашевичским выступом;

на юго-востоке — складчатыми сооружениями Донбасса.

Освоение провинции началось в 1936- 1937 гг. с открытия небольшой залежи нефти в кепроке Роменского соляного купола. В 1950 г. были открыты Радченковское газонефтяное и крупное Шебелинское газоконденсатное месторождение. В последующем в провинции было открыто свыше 200 месторождений. Нефтяные месторождения мелкие и средние. Наиболее значительными являются Шебелинское, Западно-Крестищенское, Речицкое, Осташковичское, Монастырищенское, Леляковское, Глинско-Розбышевское и др. Запасы провинции умеренные и сосредоточены в основном в палеозое. С глубинами менее 3 км связано 33% запасов; 3 - 5 км - 57%; глубже 5 км - 10%.

Особенности тектоники

В тектоническом отношении провинция приурочена к Припятско-Днепровско-Донецкому авлакогену - крупной отрицательной структуре на западе Восточно-Европейской платформы, протягивающейся на 1200 км при ширине 100 -180 км, и находится между Белорусско-Мазурской и Воронежской антеклизмами на севере, Украинским щитом на юге, от которых отделен краевыми сбросами.

Основные крупные тектонические элементы: *Припятская впадина; Днепровский грабен; Черниговско-Брагинский выступ Преддонецкий передовой прогиб.*

Фундамент сложен метаморфическими породами архея и нижнего протерозоя. Максимальная глубина его залегания до 10 - 12 км. Максимальная мощность палеозоя (девон-пермь) достигает 9 км, мезозоя 1,3 км, кайнозоя 0,6 км. Наиболее крупные перерывы в осадконакоплении, сопровождаемые несогласиями, приходятся на границы девона и карбона, палеозоя и мезозоя, мезозоя и кайнозоя. Доля морских отложений в разрезе составляет 60, карбонатных - 30%.

Докембрийский фундамент на всей территории провинции имеет глыбово-блоковое строение, определяемое продольными и поперечными сбросовыми нарушениями различной амплитуды. Поверхность фундамента имеет разные глубины залегания и степень дислоцированности. В Припятском прогибе глубина залегания поверхности фундамента меняется от 2 до 6 км. В Черниговско-Брагинском выступе глубины залегания фундамента меняются от 1 до 3 км. В Днепровском грабене глубины залегания фундамента увеличиваются от 4,5 - 7,5 км на юго-восток в сторону Преддонецкого передового прогиба, достигая 12 км.

В формировании осадочного чехла Припятско-Днепровско-Донецкого авлакогена значительную роль играли продольные разломы а также девонская (D_3) и пермская (P_k) соленосные толщи. Сложное блоковое строение фундамента в сочетании с соляной тектоникой обусловило формирование в разрезе осадочного чехла специфических структурных форм и привело к несовпадению структурных поверхностей отдельных стратиграфических комплексов. Широкое распространение имеют локальные струк-

туры, в основном блоковой и солянокупольной природы. Соляной тектогенез способствовал образованию соляных куполов и грибообразных соляных штоков.

В Припятском прогибе выделяют Северную, Центральную и Южную структурно-тектонические зоны (рис. 3.15.). В подсолевых отложениях Северной и Южной зон выделяются линейно вытянутые протяженные (до 150 км) тектонические ступени, осложненные блоками и приразломными поднятиями.

Для Центральной зоны характерны тектонические ступени меньшей длины, изометрическая форма блоковых структур подсолевого этажа и более сглаженные. В разрезе Припятского прогиба выделяют три структурных этажа: *нижний*, верхнепротерозойско-нижнефаменский, образует ряд тектонических ступеней, выступов-горстов и разделяющих их грабен-синклиналей; *средний* этаж, верхнефаменно-каменноугольный, характеризуется развитием линейных соляных поднятий и куполов, объединяющихся в валы, разделенные депрессиями; *верхний* этаж, пермско-мезокайнозойский, отличается от предыдущих выполаживанием и сглаживанием структурных форм.

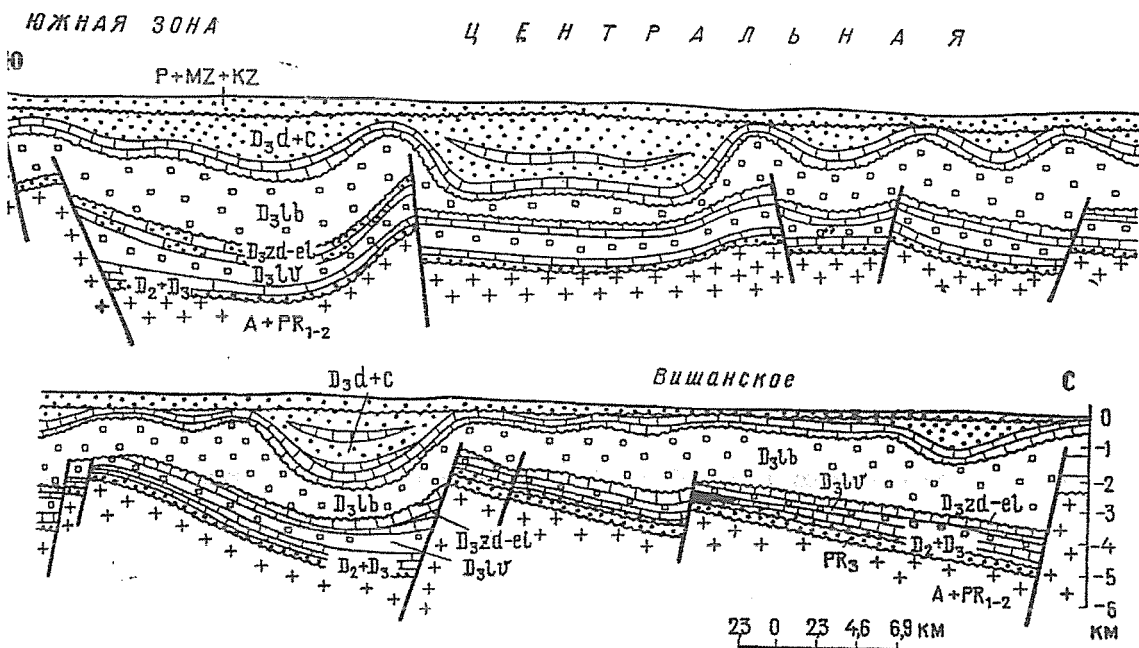


Рис. 3.15. Геологический профиль через южную, центральную и северную зоны Припятского грабена (по В.А. Аверьеву, М.И. Бланку)

В структуре Днепровского грабена выделяются северный и южный борты, северная, южная прибортовая и центральная (приосевая) зоны, имеющие сложное тектоническое строение (рис. 3.16.).

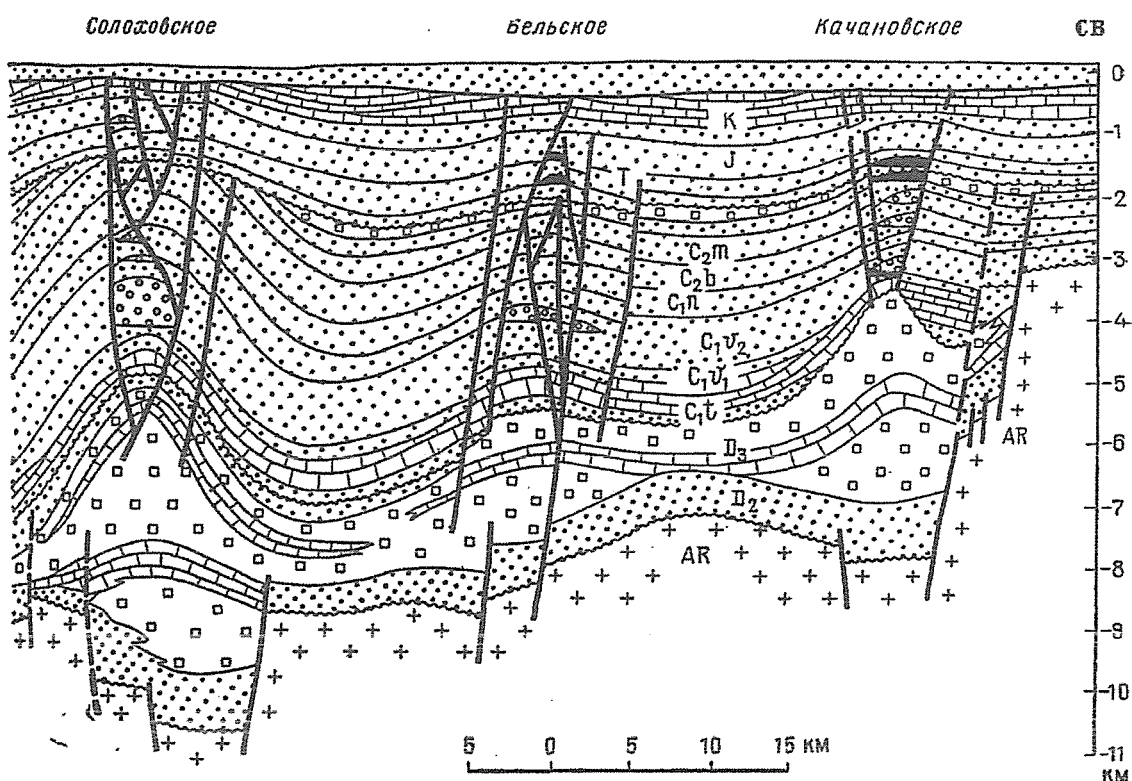


Рис. 3.16. Геологический профиль Днепровского грабена провинции по линии II – II (по В.А. Аверьеву, М.И. Бланку)

Нефтегазоносность

В пределах провинции выделяются две НГО - Припятская нефтеносная, Днепровско-Донецкая газонефтеносная (табл.3.4.). В Припятской НО основные суммарные ресурсы УВ содержатся в Северном нефтеносном районе. В Днепровско-Донецкой ГНО по начальным потенциальным ресурсам УВ (по данным Ю. А. Арсирия) ведущим является Машевско-Шебелинский ГР, и пределах которого открыты такие газовые месторождения, как Шебелинское, Западно-Крестищенское, Ефремовское. Второй по значимости - Глинско-Солоховский и затем Талалаевско-Рыбальский районы. Потенциальные ресурсы остальных районов незначительны.

Ведущее место по распределению прогнозных и перспективных ресурсов УВ занимают Талалаевско-Рыбальский, Руденковско-Пролетарский, Машевско-Щебелинский и Рябухинско-Северо-Голубовский. Такое распределение сохраняется и по ресурсам газа. Объемы неразведанных ресурсов нефти размещены аналогично их начальным потенциальным ресурсам.

Распределение прогнозных и перспективных ресурсов УВ по интервалам глубин свидетельствует о том, что основные их объемы находятся ниже 4 км (73,5%). Это особенно характерно для ресурсов газа и конденсата. Преимущественная газоносность Днепровско-Донецкой области определяется начальными и неразведанными ресурсами газа.

Днепровско-Припятская провинция характеризуется наиболее высокой продуктивностью верхнекаменноугольно-нижнепермского комплекса, в котором содержится 56 % начальных запасов провинции. Основная доля промышленного потенциала комплекса приходится на газ - 89,5%, запасы нефти составляют 8,4%. Второй по масштабам продуктивности - нижнекаменноугольный преимущественно терригенный комплекс, вмещающий 31,4 % начальных запасов провинции. В нем также преобладают газы (76,3 %). На долю нефтей приходится 16,1 % начальных запасов комплекса, а конденсата - 7,6%. Преимущественно нефтеносные девонские образования (в Припятской НО) содержат 7,1 % запасов провинции, на газ и конденсат приходится только 1 %. В среднекаменноугольном карбонатно-терригенном комплексе выявлено 4,3 % начальных запасов провинции. Здесь также преобладает газ - 84,2 % запасов комплекса. В верхнепермско-нижнеюрском комплексе обнаружено 1,3 % начальных запасов, в которых 1/3 приходится на нефть.

В Днепровско-Припятской газонефтеносной провинции выявлено 660 залежей, из них 68 в Припятской НО. Залежи располагаются в широком диапазоне глубин - от сотен метров до 6 км. В Припятской НО подавляющее число залежей приурочено к интервалу 2-4 км. В Днепровско-Донецкой ГНО в южной прибортовой зоне и северной окраине Донбасса залежи сосредоточены на глубинах до 3 км, а в северной и центральной зонах - в интервале от 2 до 5 км. Около 10 залежей встречено на глубине более 5 км.

В Припятской НО почти все залежи (за исключением четырех) содержатся в карбонатных коллекторах, в Днепровско-Донецкой - наоборот основной объем залежей (570) связан с терригенными коллекторами и лишь 22 залежи выявлены в карбонатных коллекторах. Отличительная особенность строения месторождений Днепровско-Донецкой области, обусловленная широким развитием зональных и локальных покровов - их многопластовость: часто встречаются месторождения, содержащие 10-20 и более 20 залежей.

В Припятской НО залежи нефти приурочены к Северному НР и расположены в вершинах моноклинальных блоков, обособившихся на рифтогенной стадии развития Днепровско-Припятского ав-лакогена. Реже встречаются залежи в антиклинальных складках, не нарушенных разломами. В Днепровско-Донецкой области большинство залежей связано с брахиантиклинальными складками, осложненными соляным тектогенезом. По типу преобладают пластовые сводовые залежи, однако основные запасы сосредоточены в массивно-пластовых сводовых залежах.

Региональными покровками служат; глинисто-сульфатные и соленосные отложения франского яруса; соленосная толща верхнего фамена; глинистые породы башкирского и московского ярусов; глинистые и соленосные отложения перми; глины верхнего триаса и байоса-бата. Продуктивными комплексами являются: подсолевой (эйфельско-франский), сложенный терригенно-карбонатными породами; межсолевой (нижнефаменский), сложенный известня-

ками и доломитами; ниже-среднекаменноугольный терригенно-карбонатный; верхнекаменноугольно-нижнепермский, сложенный песчано-алевролитовыми отложениями и трещиноватыми и кавернозными ангидритами и доломитами; верхнепермско-мезозойский, представленный песчано-карбонатными отложениями.

Основной особенностью пространственного размещения нефти и газа Днепрово-Припятской провинции является определенная площадная дифференцированность в распределении различных типов скоплений углеводородов. В северо-западной ее части распространены преимущественно нефтяные залежи, в центральной - как газовые, так и нефтяные залежи, на востоке в основном газовые. В Припятской впадине распространены в основном нефтяные залежи. Днепровско-Донецкий грабен является преимущественно газоносным, разведанные запасы газа которого значительно превышают запасы нефти и конденсата. Площадь распространения газовых скоплений превышает площадь, не, которой встречены залежи нефти. Большая доля разведанных запасов газа сосредоточена на юго-востоке, а нефти - на северо-западе.

Нефтегазоносные комплексы (НГК)

Эйфельско-франский (подсолевой) НГК мощностью 0 - 3000 м в верхней части сложен карбонатными и глинисто-карбонатными отложениями саргаевского, семилукско-петинского и воронежского горизонтов, где коллекторами являются доломиты и известняки. Нижнюю часть составляют терригенные породы тернуско-наровского, лужского и пашийско-кыновского горизонтов. Емкостные фильтрационные свойства коллекторов резко изменчивы. Региональной покрышкой служат глинисто-сульфатные евлановские и соленосные ливенские отложения. В комплексе сосредоточено более 20% разведанных запасов нефти. Выявлены залежи нефти на Речицком, Осташковичском, Ромненском и др. месторождениях.

Нижнефаменский (межсолевой) НГК мощностью 0-1800 м представлен известняками и доломитами (Припятская НГО) и песчаниками и алевролитами (Днепровско-Донецкая НГО) задонско-елецкого возраста, региональной покрышкой для которых является верхняя соленосная толща елецко-лебединского возраста. Всего выделяется 4 -6 продуктивных горизонтов на Осташковичском, Давыдовском, Вишанском и др. месторождениях.

Нижнекаменноугольный НГК мощностью 700 - 2000 м представлен терригенными породами с подчиненными прослоями карбонатных отложений. Мощные глинистые толщи разделяют комплекс на турнейско-нижневизейскую терригенно-карбонатную и верхневизейско-серпуховскую преимущественно терригенную продуктивные толщи. К северо-западу от Радченковского месторождения и в прибортовых зонах грабена, в отложениях турнея - нижнего визея установлено широкое развитие русловых аллювиально-дельтовых песчаных тел, с которыми связаны многие структурно-литологические и литологические ловушки (Новотроицкое

газовое месторождение). С комплексом связано 20% начальных запасов УВ. Выделяют около 20 продуктивных горизонтов. Выявлены залежи на Руденковском, Качановском, Анастасьевском, Кошевском и др. скоплениях УВ.

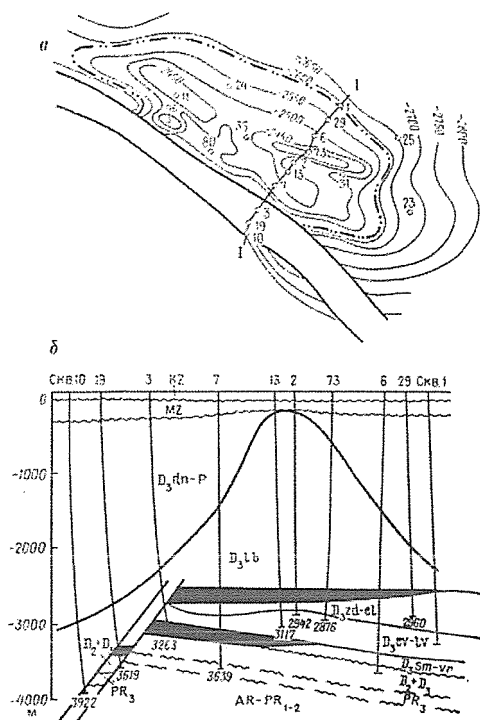


Рис. 3.17. Осташковичское нефтяное местоскопление (по А.И. Кононову)

а) структурная карта по поверхности межсоловых отложений девона; 1 — зона отсутствия межсоловых отложений; б) — геологический профиль по линии I — I

Осташковичское нефтяное местоскопление (рис. 3.17.). Расположено в центральной части Речицко-Шатуновской ступени. Открыто в 1965 г., разрабатывается с 1969 г. Осташковичская структура представляет собой брахиантиклиналь субширотного простирания с размерами 12х,4 км и амплитудой 200 м. Свод структуры осложнен крупным региональным сбросом, п.о. которому южное крыло складки опущено на 0,7 км. По подсоловым отложениям структура имеет вид моноклинали, экранированной по восстанию крупноамплитудным сбросом. В северном приподнятом крыле содержатся три залежи — в задонском, воронежском и семилукском горизонтах, а в опущенном одна — в задонском горизонте.

Залежь задонского горизонта северного приподнятого крыла массивная, стратиграфически экранированная, а остальные залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные. Эффективные нефтенасыщенные мощности залежей задонского горизонта достигают 110 -180 м, глубины залегания — 1900 - 2700 м. Начальные дебиты скважин до 800 т/сут.

Среднекаменноугольный НГК мощностью 800 — 3000 м сосредоточен на глубинах от 650 до 5300 м. и сложен терригенно-карбонатными породами. Коллекторами служат пласты песчаников и алевролитов, реже карбонатных пород, которые перекрыты сверху пластами глин и аргиллитов в кровле башкирского и московского ярусов. В этом комплексе обнаружены залежи нефти и газа на Качановском, Гоголевском, Коробчинском и др. месторождениях.

Верхнекаменноугольно-нижнепермский НГК мощностью 1100— 1360 м установлен на глубинах от 550 до 4300 м. и выражен терригенно-карбонатными и сульфатно-галогенными породами. Коллекторами служат пачки песчаников и алевролитов, толщи трещиноватых и кавернозных карбонатов и ангидритов, обладающие хорошими емкостными свойствами. С этим комплексом связано более 60% начальных запасов УВ в провинции. Основные

скопления газа связаны с трещиноватыми и кавернозными зонами, образовавшимися в результате деформации пластов, дегидратации гипса, выщелачивании ангидрита и доломитизации известняков. Залежи нефти выявлены на Лебяковском, Ефремовском, Крестищенском, Машевском, Староверском; газа - на Шебелинском, и др. месторождениях (рис. 3.18; 3.19.)

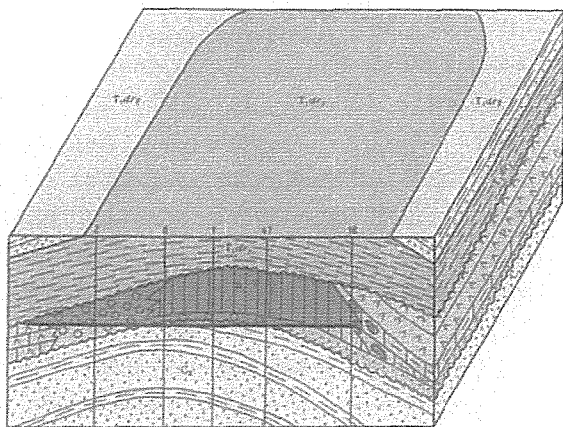


Рис.3.18.Блок-модель Лебяковского нефтяного месторождения (по А. Я. Ларченкову)

Лебяковское нефтяное месторождение (рис. 3.18.). Открыто в 1962 г., разрабатывается с 1968 г., приурочено к типичной пологой куполовидной брахиантиклинали, не нарушенной соляной тектоникой. Скопления нефти на месторождении связаны с отложениями верхнего карбона (горизонты К) и нижней перми (горизонты П). На месторождении выявлена массивная залежь нефти с единым контуром нефтеносности.

Основная залежь находится в карбонатах славянской свиты нижней перми. Ядро рифогенной постройки составляют доломитизированные биогермные известняки, замещенные доломитами. Максимальная пористость – 26 – 28 %, проницаемость – до 1000 мД. Краевые зоны рифа составляют карбонатные породы, состоящие из обломков водорослевых, брекчиевидных известняков и известковистых песчаников (образования рифовой осыпи). Коллекторские свойства этих пород существенно ниже (пористость до 10 – 12 %; проницаемость – до 50 – 75 мД). Рифовая постройка оконтуривается полосой известково-песчаных отложений рифовой отмели, перекрывающих рифовое «ядро». Они представлены оолитовыми и песчано-оолитовыми известняками (пористость до 18 – 20 %, проницаемость – до 510 мД). Последние сменяются карбонатными отложениями зарифовой лагуны, представленными микрозернистыми доломитизированными известняками, часто сульфатизированными. Коллекторские свойства этих пород очень низкие (пористость – менее 5 %; проницаемость – ниже 0,1 мД). Залежь массивная с упруго-водонапорным режимом. В качестве покрышки выступают красноцветные нижнедроновские глины с невысокими флюидоупорными свойствами.

Верхнепермско-мезозойский НГК мощностью 100 - 2000 м представлен терригенно-карбонатными отложениями. Продуктивные горизонты нижней части комплекса связаны с песчано-карбонатными отложениями нижнего триаса и терригенными породами (корневская свита) верхней перми, покрышкой для ко-

торых служит толща красноцветных глин (нижнесеребрянская подсвета) верхнего триаса. В верхней части скопления УВ связаны с базальной пачкой песчаников юры, экранируемых бат-байосской толщей глин. Залежи нефти открыты на Качановском, Рыбальском, Солоховском и др. месторождениях.

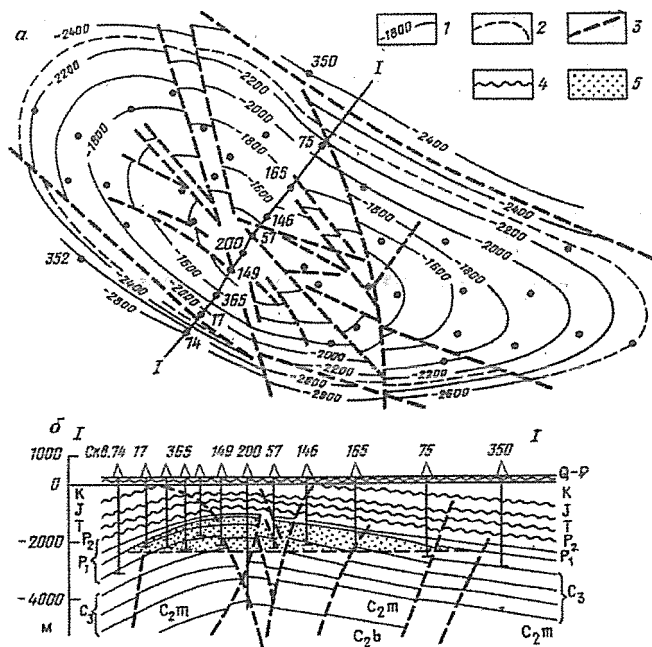


Рис. 3.19. Шебелинское газоконденсатное месторождение (по М.Г. Ульянову, В.Д. Семичу)

а) структурная карта по кровле картамышской свиты; б) геологический профиль по линии I—I; 1 — изогипси, м; 2 — контур газоносности; 3 — тектонические нарушения; 4 — поверхность несогласия; 5 — газ.

Шебелинское газоконденсатное месторождение (рис. 3.19.) открыто в 1950 г. И является наиболее характерным в области. Залежь приурочена к брахиантиклинальной складке размером 40 x 13 км. Юго-западное крыло крутое (30°), северо-восточное — пологое. Амплитуда складки в палеогеновых отложениях 70 м, с глубиной увеличивается до 1160 м. Складка разбита многочисленными нарушениями сбросового характера.

Основные запасы газа связаны с терригенной толщей нижней перми и верхнего карбона. Толща разделена глинами и каменной солью на 14 горизонтов, в которых установлена единая залежь с массивно-пластовым типом резервуара. ГВК расположен на отметке -2270 м. Пористость газонасыщенных песчаников и ангидритов составляет 10 — 12 %, проницаемость до 0,01 мкм².

Небольшие залежи установлены в триасе и вышележащих слоях мезозоя.

Соляной тектогенез Днепровско-Донецкой впадины

В пределах Днепровско-Донецкой впадины в провинции сосредоточена солянокупольная область, в пределах которой процессы галокинеза оказали существенное влияние на формирование структурных планов осадочного чехла [28]. В результате их проявления были сформированы диапировые, криптодиапировые и брахиантиклинальные структуры, к которым в настоящее время приурочены скопления УВ.

Особенностью разреза палеозоя является наличие мощных толщ галогенных образований девонского и пермского возраста.

Девонские соли встречены на многих площадях центральной и юго-восточной части региона в ядрах структур и достигают мощности 3500 м (Ромен-

ский шток). Соленосная формация представлена чередованием мощных солевых горизонтов с небольшими по мощности терригенно-карбонатными пластами. Ее формирование происходило при неоднократном чередовании лагунных и морских условий седиментации [28].

Границы распространения девонских соленосных отложений совпадают с границами Днепровского грабена. Нижнепермские соленосные отложения (славянская, никитовская и краматорская свиты) имеют меньшую площадь распространения. В южной части граница распространения галогенных отложений нижней перми резко смещается в направлении осевой части региона. На ряде площадей нижнепермские отложения полностью выпадают из разреза в результате предтриасового размыва.

Галогенные толщи фаменского и раннепермского возраста характеризуются спокойным линзообразным залеганием и являются в тектоническом отношении «пассивными». Последнее обусловлено наличием в разрезе мощных терригенно-карбонатных толщ, препятствующих текучести соли и ее внедрению в вышележащие отложения. В литологическом плане сложена фаменская толща ангидритодоломито-известняковыми и глинистыми породами.

Все известные в настоящее время солянокупольные структуры по этапам их развития подразделяют на несколько типов: предкаменноугольный; предтриасовый; предпалеогеновый и предчетвертичный [28; 37]. Положение этих уровней тесно связано с наиболее крупными фазами тектонических движений и не контролируется мощностью перекрывающих пород.

Широким развитием, преимущественно в юго-восточной части региона пользуются *структуры с предтриасовым уровнем залегания соляного ядра*, имеющие грибовидную или столбовидную формы. Их формирование происходило на протяжении всего каменноугольного и раннепермского периодов одновременно с осадконакоплением и завершилось резким ростом соляного тела. Существует несколько точек зрения на механизм попадания девонской соли в нижнепермские отложения: 1) в результате прорыва и последующего размыва пород; 2) в результате гравитационных нагрузок выход девонской соли в пермскую лагуну; 3) проникновение соли по системе разломов и надвигов предтриасового времени (рис. 3.20.)

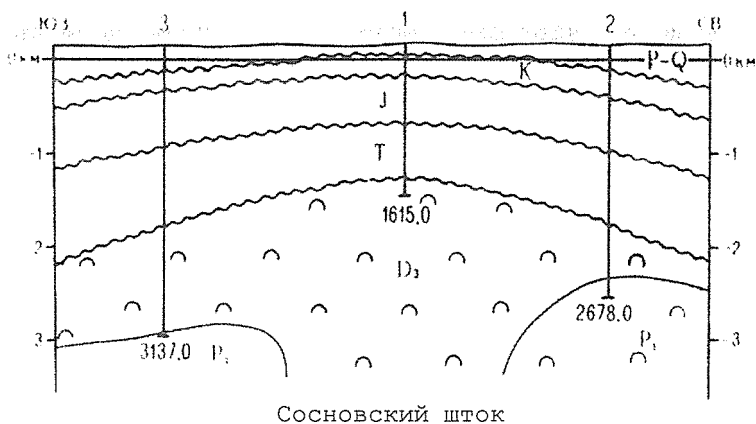
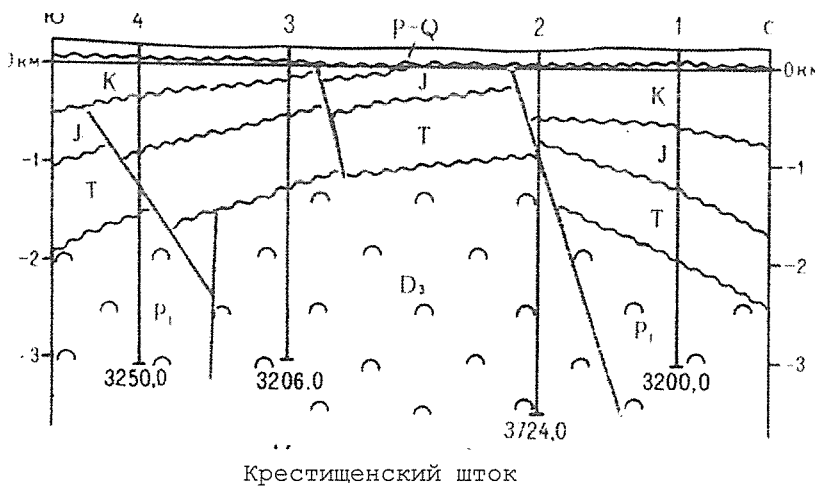
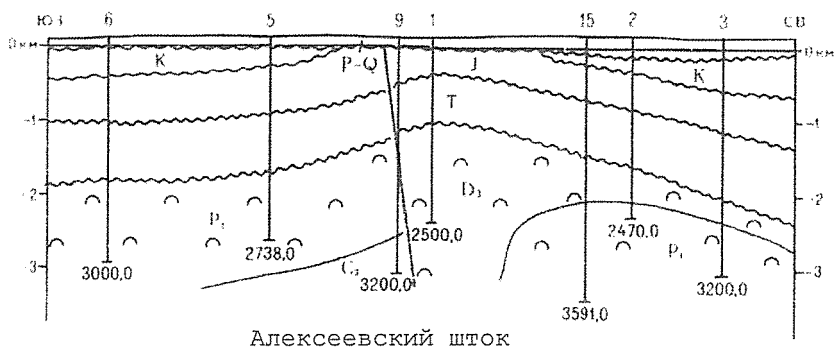
Существенной чертой солянокупольных структур данного типа является участие в их строении галогенных образований раннепермского возраста, но последние не переходят в пластичное состояние, необходимое для образования соляных куполов.

Характерной особенностью большинства структур *с предпалеогеновым уровнем залегания соляного ядра*, является наличие в их апикальной части грабенов проседания, выполненных палеоген-четвертичными отложениями (Берекский, Южно-Перещепинский штоки). Одним из наиболее глубоких является грабен проседания на Берекском штоке, расположенном к юго-западу от г. Изюма. Его размеры в плане составляют 3 x 2 км, с амплитудой погружения – 400 м. Соляное тело контактирует в своде с отложениями палеоген-четвертичного комплекса, мощность которых резко сокращается на склонах грабена. В качестве причин, вызвавших прогибание называются процессы выщелачивания соли, инверсионное развитие штока, обусловленное перерывами в поступлении питающих его масс.

Соляные штоки *с предчетвертичным уровнем залегания соли* распространены преимущественно в прибортовых частях Днепровско-Донецкой впадины (Ро-

менский, Позняковский штоки). Последние продолжают свой рост и в настоящее время.

*Структуры с предтриасовым залеганием кровли
соляного ядра (рис. 3.20.)*



Основная прогнозная оценка провинции связана с глубинами 3 – 5 км (60,5 %). Значительными перспективами для поисков промышленных скоплений углеводородов в провинции обладают девонские отложения, разрез которых содержит наиболее разнообразный комплекс пород (терригенные, карбонатные, вулканогенные и эвапоритовые). Наличие среди них двух уровней соленакопления обуславливает выделение надсолевой, межсолевой и подсолевой толщ, с которыми связаны основные перспективы нефтегазоносности.

Главными объектами поисков углеводородов и в последующие годы будут оставаться отложения серпуховского, визейского и турнейского ярусов, в которых сосредоточено больше половины неразведанных ресурсов углеводородов.

Поиски разновозрастных залежей литологического и стратиграфического типов на моноклиналях Северной и Южной прибортовых зон грабена, ловушек био-гермного типа в карбонатных горизонтах юго-восточной части провинции.

Особенности провинции

1. *Мощность осадочного чехла провинции увеличивается с северо-запада от 250 м до 20 км на юго-востоке.*
2. *Характерной чертой Днепровского грабена является солянокупольная тектоника, связанная с наличием соленосных толщ нижней перми и девона.*
3. *95 % запасов Днепровского грабена содержится в нижнепермско-каменноугольном комплексе. В распределении месторождений УВ наблюдается зональность: около складчатого Донбасса – залежи газа; на границе с Черниговско-Брагинским выступом – только нефтяные залежи.*
4. *Нижнекаменноугольный комплекс регионально газоносен, содержит 20 продуктивных горизонтов, мощностью от 1 до 20 м.*
5. *Нефтяные залежи развиты в прибортовой части впадины.*
6. *Месторождения нефти и газа приурочены к брахиантиклинальным складкам, образующим валоподобные зоны нефтегазонакопления и соляным структурам. Широко распространены сводовые залежи, разбитые дизъюнктивами. Есть залежи стратиграфические, литологические, массивные.*

Табл. 3.4. Газонефтеносные области Днепрово-Припятской провинции

Провинция	НГО, НГР	Тектонический элемент	Особенности нефтегазосно-сти	Месторождения
Днепрово-Припятская ГНП	<u>Припятская НО</u> 32 тыс. км	НО - Припятский прогиб	Основные продуктивные комплексы связаны с подсолевыми и межсолевыми карбонатными отложениями верхнего девона. 80% общего объема начальных разведанных запасов нефти связано с глубинами до 3 км, а остальные с интервалами 3 — 5 км. Большая часть начальных разведанных запасов нефти связана с подсолевыми и межсолевыми карбонатными комплексами. Часть запасов содержится в терригенных подсолевых отложениях девона.	В области открыто свыше 50 нефтяных и нефтегазовых месторождений.
	1. Северный НР	Северная структурная зона прогиба;	Содержит основной объем начальных разведанных запасов нефти. Район характеризуется блоковым строением, четким соответствием структурных планов подсолевых и межсолевых отложений, выдержанностью мощностей перспективных комплексов, северным падением тектонических блоков и ступеней, развитием в северо-восточной части мощных вулканогенных толщ; наличием в подсолевых отложениях линейно вытянутых (длиной до 150 км) тектонических ступеней, сложенных блоками и приразломными поднятиями. С этими ступенями связаны в районе пять валобразных структур, в пределах которых сосредоточены все выявленные в области месторождения нефти. Для подсолевого комплекса характерно наличие пластовых тектонически экранированных залежей нефти; для межсолевого — массивных, массивно-пластовых с элементами тектонических или литологических экранов.	Здесь открыто более двух десятков многопластовых нефтяных месторождений. Одно из крупнейших — Осташковичское и др.

Перспективы связаны с обнаружением

2. Центральный ПНР

ПНР выделен в пределах центральной структурной зоны прогиба.

залежей в погруженных южных участках.

Содержит небольшую часть начальных разведанных запасов. Залежи преимущественно сводовые, с тектоническими и литологическими экранами. Открыт ряд нефтяных месторождений с залежами в подсолевом и межсолевом комплексе.

Перспективы связаны с выявлением залежей, связанных с системами древних валообразных поднятий.

3. Южный ПНР

ПНР занимает южную структурно-тектоническую зону прогиба.

Особенность зоны - в увеличении роли терригенных компонентов в межсолевом комплексе отложений; спокойной тектонике.

Речицкое, Вишанское, Давыдовское, Восточно-Выступовичское и др.

Перспективны подсолевые отложения девона.

Днепро-Донецкая ГНО

87 тыс. км

ГНО расположена в пределах одноименного авлакогена и Преддонецкого передового прогиба.

Характеризуется увеличением стратиграфического диапазона газонефтеносности и постепенного замещения к юго-востоку нефтяных месторождений на газонефтяные и газовые. Основной объем разведанных запасов области сконцентрирован в нижнекаменноугольном и верхнекаменноугольно-пермском комплексах.

Открыто более 150 месторождений: 85 газовых и газоконденсатных, 8 газовых и нефтегазовых, 30 нефтяных, 33 нефтегазоконденсатных

1. Монастырищенский НР

НР расположен в депрессионной структурной зоне, разделяющей Кошелевский и Старохуторской погребенные выступы.

Характерно: наращивание на юго-восток мощности верхнепалеозойских образований, сокращение эффузивов в девоне, локальное увеличение мощности соленосных отложений в девонском и их присутствие в пермском разрезах; широкое развитие блоковых и солянокупольных на востоке структур.

Выявленные месторождения приурочены к асимметричным брахиантиклинальным блоковым и криптодиапировым складкам северо-западного простирания, разбитым разнонаправленными нарушениями.

Разведанные запасы сконцентрированы в нижне- и среднекаменноугольных комплексах. Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные. Перспективны комплексы: девонский; нижнекаменноугольный.

2. Талалаевско-

ГНР занимает северную при-

Характерны месторождения двух ти-

На глубинах свыше 5

Рыбальский ГНР

бортовую зону грабена.

пов: 1) многопластовые, с широким диапазоном нефтегазоносности (от нижнего карбона до юры), связанные с брахиантиклинальными солянокупольными структурами, разбитыми в сводах нарушениями; 2) месторождения связанные с брахиантиклинальными и блоковыми структурами, не осложненными соляными куполами. Чаше месторождения однопластовые. Залежи газа выявлены только в нижекаменноугольных отложениях. Перспективны: нижекаменноугольные и девонские отложения.

км выявлены газовые залежи на Котелевском и Сахалинском месторождениях.

3. Леяховско-Солоховский ГНР

ГНР занимает погруженную (до 10 км) Центральную и Южную прибортовые зоны Днепровского грабена.

Основной по нефтедобычи. Стратиграфический диапазон нефтегазоносности охватывает отложения девона до юры включительно. Глубины залегания залежей 500 - 5000 м. Залежи пластовые, сводовые, пластовые тектонически или литологически экранированные, массивно-пластовые. Месторождения многопластовые, связаны с локальными блоковыми или брахиантиклинальными солянокупольными структурами, нарушенными в сводах.

На глубинах более 5 км в районе открыты Луценковское, Клиньско-Краснознаменское, Яблунское, Кошевойское, Харьковцевское, Яровское и др.

4. Рябухинско-Северо-Голубовский ГР

ГР занимает юго-восточную часть Северной прибортовой зоны грабена.

Промышленная газонасность связана с со средне-каменноугольным комплексом. Характерно: слабое проявление соляного тектогенеза, развитие брахиантиклинальных приразломных структур; структурных носов и террас, осложняющих прибортовую моноклинал. Открыт ряд небольших пластово-сводовых и экранированных залежей в отложениях нижнего и среднего карбона.

Балаклеяское, Высокопольское и др. газовые месторождения.

5. Машевско-Шебелинский ГР

ГР занимает наиболее погруженную (до 8 - 10 км) Центральную зону Днепровского грабена

Разведанные запасы связаны в основном с верхнекаменноугольным-нижнепермским комплексом, в котором рьты крупные газовые и газоконденсатные месторождения. Осадочный чехол слагает мощная нижнепермская соле-

Шебелинское, Западно-Крестиченское, Ефремовское и др.

6. Руденковский ГНР

ГНР занимает юго-восточную часть Южной прибортовой зоны грабена.

носная толща, которая совместно с девонскими штоками образует сложные соляные тела грибовидной формы, осложняющие валы субширотного простирания. Месторождения в основном приурочены к межкупольным брахиантиклиналям.

Продуктивные горизонты сосредоточены в нижнем и среднекаменноугольном комплексах.

Характерно: резкое увеличение мощности и карбонатности турнейских и нижневизейских отложений и сокращение мощности верхнего карбона и перми. Девонские и пермские соли имеют в основном пластовое залегание, осадочные породы слабо дислоцированы. Месторождения пластовые; первое неантиклинальное – Руденковское.

Руденковское и др. месторождения.

7. Преддонецкий ГНР

ГНР занимает территорию Преддонецкой шовной ступени.

Основные запасы газа связаны со среднекаменноугольным комплексом. Залежи пластовые сводовые тектонически экранированные. Характерно: развитие сопряженных с разломами узких антиклиналей и брахиантиклиналей блокового строения. Все месторождения многопластовые, залежи пластово-сводовые, реже тектонически экранированные.

Открыты многопластовые газовые и газоконденсатные месторождения Астаховское, Кондрашевское, Краснопоповское, Альховское, Лобачевское, Боровское и др.

Значительными перспективами для поисков промышленных скоплений углеводородов в провинции обладают девонские отложения, разрез которых содержит наиболее разнообразный комплекс пород (терригенные, карбонатные, вулканогенные и эвапоритовые). Наличие среди них двух уровней соленакпления обуславливает выделение надсолевой, межсолевой и подсолевой толщ, с которыми связаны основные перспективы нефтегазоносности.

3.5. Прибалтийская нефтеносная провинция

Провинция охватывает территории Латвии и Литвы. Северо-Западный район включает территорию Калининградской области и прилегающего шельфа Балтийского моря. По мнению российских геологов, перспективная на нефть площадь в данном районе не превышает 26 тыс. км² (рис. 3.21.).

Границы провинции

На севере и юге по системе разломов провинция граничит с южным склоном Балтийского щита и Белорусско-Мазуровской антеклизы;

на востоке ограничена Латвийской седловиной, отделяющей ее от Московской синеклизы;

на юго-западе раскрывается в Балтийское море.

Изученность

Геологоразведочные работы по поиску нефти ведутся сравнительно недавно - с 1946 года. На шельфе Балтийского моря они начались еще позже - в 1982 году. К середине 90-х годов в Северо-Западном районе были

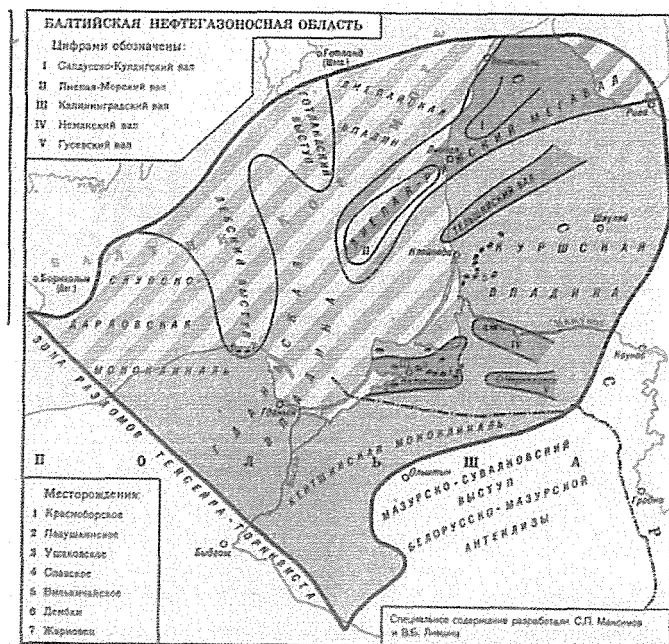


Рис. 3.21. Прибалтийская нефтеносная провинция (по С.П. Максимова, 1991 г)

открыты 27 небольших месторождений, общие начальные запасы нефти, которых оценивались приблизительно в 40 млн. тонн. На сегодняшний день многие из этих месторождений введены в разработку и выработаны уже в среднем на 75%.

Ряд морских месторождений (Кравцовское и Калининградское) находятся в многолетней консервации, несмотря на то, что содержат не менее половины разведанных запасов нефти Калининградской области. Перспективы расширения сырьевой базы в целом ограниченные. [28].

Особенности тектоники

Провинция приурочена к Балтийской синеклизе – крупнейшей поперечной структуре северо-западной окраины Восточно-Европейской платформы. Кристаллический фундамент залегает в пределах синеклизы на глубинах 1000 – 3000 м. и

имеет региональное погружение с северо-востока на юго-запад в сторону Балтийского моря и Поморского района территории Польши.

Фундамент имеет сложное глыбово-блоковое строение и залегает на глубинах до 2500 м. По фундаменту и нижним осадочным комплексам чехла выделяют крупные впадины, разделенные валообразными поднятиями. Основные тектонические элементы ориентированы в северо-восточном или широтном направлениях и ограничены разрывными нарушениями амплитудой 150 -170 м.

В пределах крупных впадин расположены многочисленные выступы и валы с осложняющими их локальными структурами.

В осадочном чехле выделяют четыре структурных комплекса, разделенных резкими угловыми несогласиями и стратиграфическими перерывами (рис. 3. 22.).

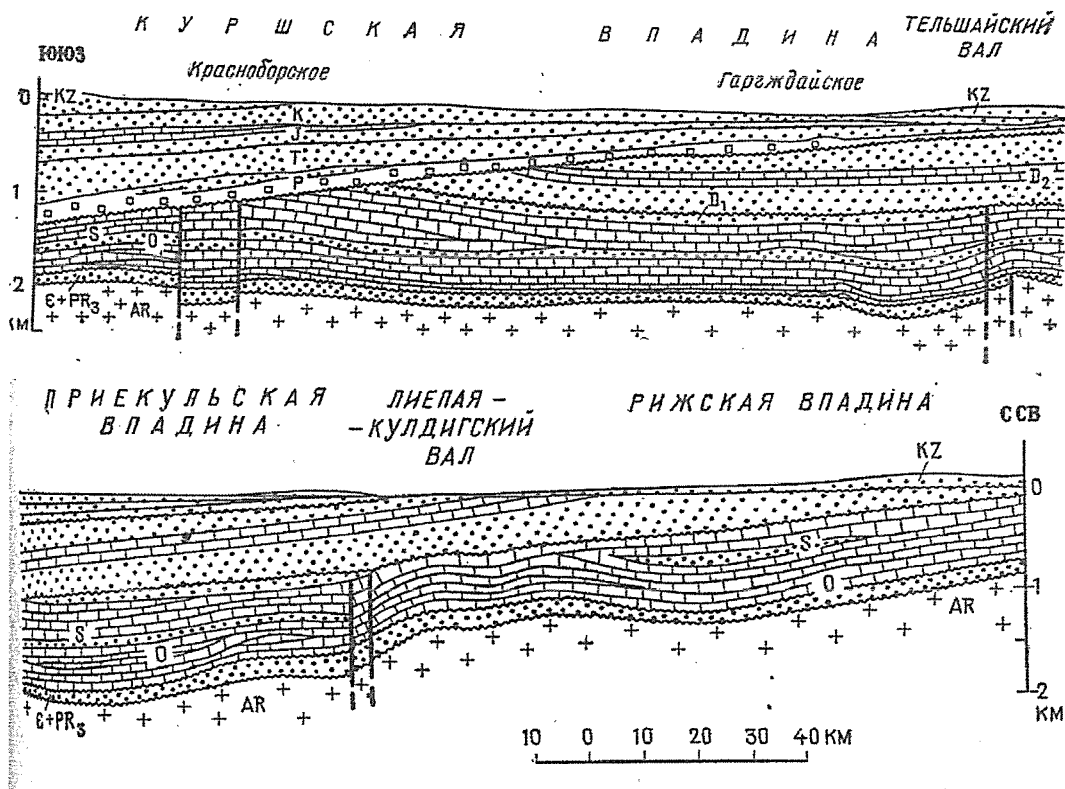


Рис. 3.22. Геологический профиль Балтийской нефтеносной провинции (по материалам ВНИГНИ, ВНИГРИ, ВНИГНИ, Ленинград)

Нижний структурный этаж, представленный терригенными красноцветными породами венда и нижнего кембрия (балтийская серия) мощность до 50 м залегает не повсеместно.

Второй этаж имеет региональное распространение и состоит из терригенных кембрийских, карбонатных, ордовикских, глинисто-карбонатных силурийских и терригенных нижнедевонских отложений. Общая мощность отложений достигает 1700 м.

Третий структурный этаж составляют терригенно-карбонатные девонские и нижнекаменноугольные отложения. Породы этажа развиты преимущественно в северо-западной части провинции, где достигают мощности до 1300 м.

Верхний структурный этаж сложен пермскими сульфатно-галогенными породами и терригенно-карбонатными мезозойскими и кайнозойскими комплексами. Породы залегают плащеобразно на более древних отложениях чехла или фундамента. Мощность верхнего этажа колеблется от 100 до 1000 м.

Нефтеносность

В провинции основная часть начальных суммарных, ресурсов нефти, по данным К. А. Сакалаускаса, сосредоточена в Куршской впадине. Перспективные и прогнозные ресурсы УВ приурочены к глубинам до 3 км. Наибольшее их количество сосредоточено также в Куршской впадине [37].

Около 70 % начальных запасов нефти области связано со среднекембрийскими терригенными образованиями. На долю ордовикского комплекса приходится 10%, силурийского 15% и нижне-среднедевонского 5 % начальных запасов. Всего в провинции выявлено 27 месторождений нефти, расположенных на глубине до 3 км, Залежи пластовые, сводовые, в ряде случаев тектонически-экранированные. Выделен ряд нефтеносных районов (табл. 3.5.).

Особенности провинции

1. *Резкое увеличение мощности осадочного чехла от 500 м до 5 км в в юго-западном направлении;*
2. *Фундамент имеет блоковое строение, образуя ряд тектонических ступеней, разделенных глубинными разломами. Уступам в фундаменте соответствуют многочисленные приразломные складки, к которым приурочены нефтяные месторождения провинции.*
3. *Промышленно нефтеносны кембрий и ордовик. Основной НГК – терригенный кембрийский, содержит до 5 горизонтов кварцевых песчаников, мощностью 200 м. Ордовик представлен карбонатами и низкие дебиты.*
4. *Все известные месторождения небольшие по размерам; залежи сводовые и тектонически-экранированные на глубинах 1800 – 2400 м.*

Табл. 3.5. Характеристика нефтегазоносных областей Прибалтийской провинции

Провинция	НГО	Тектонический элемент	Основные продуктивные комплексы	Особенности залежей
Прибалтийская НГП	<u>Калининградская НГО</u>	НГО охватывает Калининградский, Неманский и Гусевский валы.	В НГО сосредоточены основные промышленные ресурсы УВ. Есть непромышленные литологически ограниченные залежи в отложениях нижнего палеозоя. <i>Перспективы связаны со среднеордовикскими органогенно-водорослевыми известняками. На юге перспективны пермские отложения, перекрытые пермской солью или триасовыми глинами.</i>	Красноборское, Ладужинское, Ушаковское, Веселовское, Славское, Калининградское (на шельфе) и др. нефтяные месторождения.
	<u>Лиепая-Кулдигская НГО</u>	НГО охватывает Лиепая-Кулдигский, Лиепая-Морской, Тельшайский валы, Лиепайскую впадину.	<i>Перспективы связаны с нижнеордовикскими отложениями, где наблюдается улучшение коллекторских свойств в западном направлении.</i>	
	<u>Куршско-Гаргждайская (Балтийская) НГО</u>	Область занимает большую часть Куршской впадины	Месторождения нефти приурочены к Куршской впадине и Гаргждайской структурной зоне. Залежи пластово-сводовые или пластовые тектонически экранированные, приурочены к локальным структурам, разбитым поперечными нарушениями. Разведанные запасы нефти характерны для глубин 1850 - 2500 м	Вилькичайское, Шюпарайское и др. нефтяные месторождения.

(площадь - 862,1 тыс. кв. км., население - 53 тыс. чел., центр - Дудинка) открыты крупные Сузунское и Пайяхинское месторождения с запасами нефти по категориям C_1+C_2 соответственно 43,4 и 33,6 млн. тонн (рис. 3.24.)

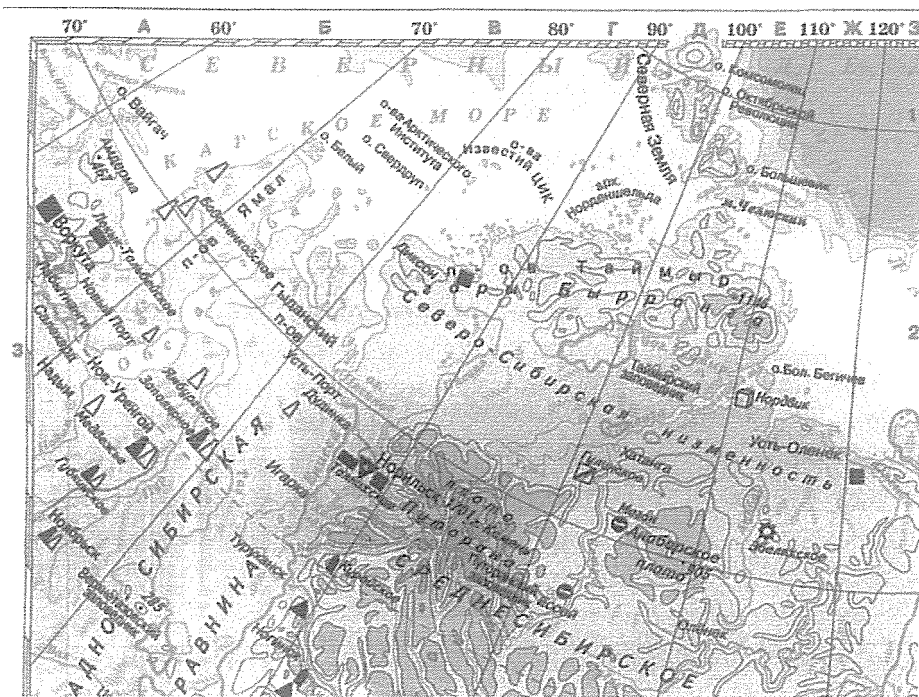


Рис.3.24. Географическое положение Енисейско-Хатангской ГНП (выкопировка из географического Атласа России)

Залежи полупромышленного характера открыты в прибрежных районах Хатангского залива (Южно-Тигянская, Кожевниковская, Нордвикская площади).

По природным условиям она входит целиком в арктическую зону тундры. Мощность вечной мерзлоты по данным глубокого бурения доходит до 600м. В геотектоническом отношении провинция приурочена к Енисейско-Хатангскому региональному прогибу, Лено-Анабарскому мегапрогибу и разделяющей их Хатангской седловине.

Изученность

1936 – 1953 гг - начальный этап поисков нефти, когда в районе поселка Усть-Порт были пробурены единичные поисковые скважины глубиной до 2.5 км, а геофизические исследования позволили получить первые представления о глубинном строении территории. В результате проведенных работ выявлен ряд антиклинальных структур и на одной из них - Малохетской- в 1939 г было начато поисковое бурение. Полученные результаты явились первичной базой для познания геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности бассейна.

В период с 1941 по 1945 гг. - обнаружены нефтегазопоявления в отложениях верхней и средней юры, триаса и верхней перми на Малохетской площади.

После 1945 года на всей территории провинции выявлены основные черты геологического строения западной части Енисейско-Хатангского регионального прогиба. В его пределах установлены крупные структуры - Малохетский вал и Долганский прогиб, намечено 13 локальных поднятий.

С 1967 г. в провинции сделаны основные открытия: поисковое бурение в пределах Танамско-Малохетского мегавала; открытие Мессояхского газового месторождения.

В 1968 году на северном куполе Соленинского поднятия в песчаниках суходудинской свиты верхнего валанжина – готерива обнаружено крупное многозалежное газоконденсатное месторождение. В следующем году последовали открытия промышленных скоплений газа и газового конденсата на южном куполе Солянинского, Пеляткинского и Казанцевского поднятиях. В пределах Рассохинского мегавала на западном его склоне в 1969 году вводится в поисковое бурение Озерное поднятие, на котором в песчаниках малохетской свиты готерива обнаружена газовая залежь.

Начиная с середины 70-х годов нефтегазопоисковые работы проводятся на юго-западном склоне Южно-Таймырской моноклинали.

В 1979 г. Бурением в пределах крупного Дерябинского поднятия в линзовидных песчаниках дерябинской свиты (верхняя юра – берриас) открыто многозалежное газоконденсатное месторождение.

Ко второй половине 80-х годов в Енисейско-Хатангской провинции резервный фонд выявленных и подготовленных поднятий в отложениях юрско-мелового комплекса значительно сократился.

Для оценки перспектив нефтегазоносности восточной части бассейна в 1975 году было начато поисковое бурение на балахнинском локальном поднятии, осложняющем одноименный мегавал. В этом же году здесь в песчаных породах вымской свиты средней юры были открыты две сложно построенные залежи газа.

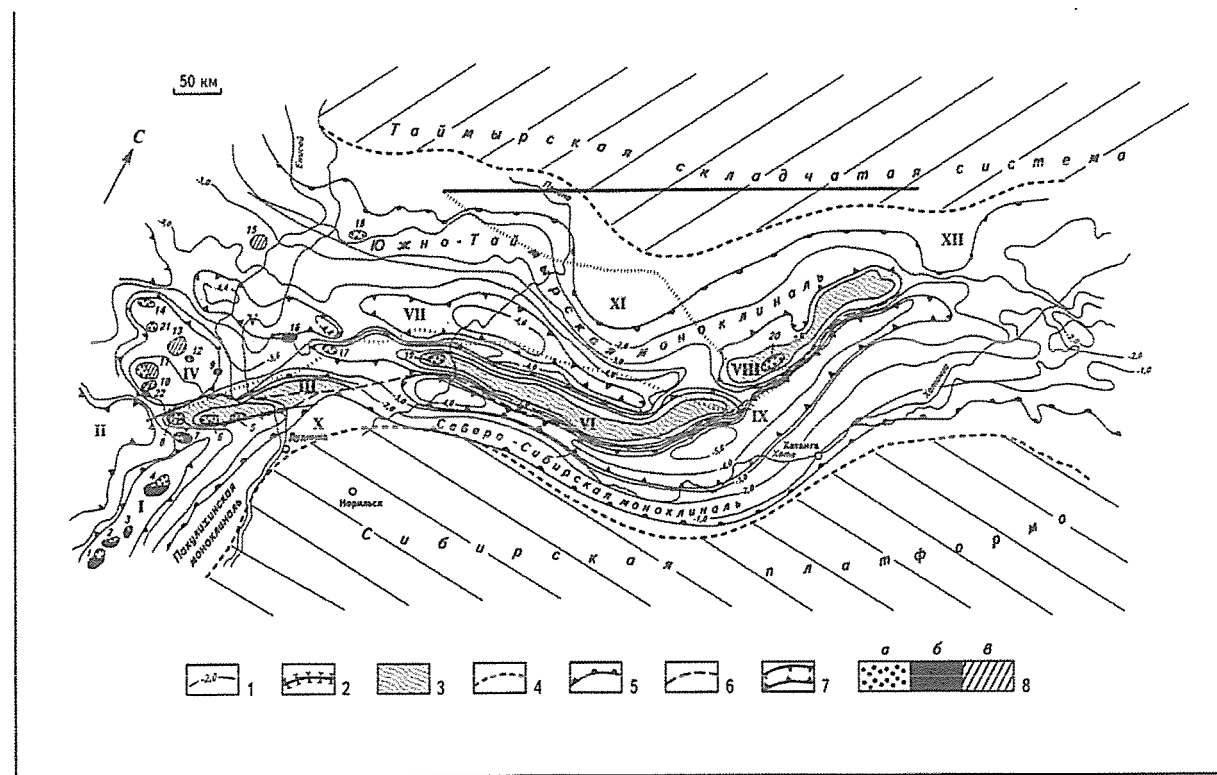
К настоящему моменту в провинции открыто около 20 газовых и газоконденсатных месторождений, 5 из которых Мессояхское, Южно-Соленинское, Северо-Соленинское, Пеляткинское и Дерябинское – подготовлены к разработке. На Мессояхском и Южно-Солянинском месторождениях уже добыто более 70 миллиардов кубических метров газа.

Особенности геологического строения

Тектонически провинция связана с Енисей-Хатангским и Лено-Анабарским мегапрогибами. Таймырская складчатая система занимает северную часть Таймырского полуострова. Она состоит из системы складок, образующие пологие дуги, обращенные выпуклостью на юго-восток. Многочисленные широтные, а также некоторое количество меридиональных сбросов создают сложную тектонику.

В структурном отношении в пределах Таймырского прогиба выделяются пограничная флексура на севере и собственно прогиб, разделяемый Тарейским валом на две части: Западно-Таймырская мульда и Восточно-Таймырский бассейн. Эти структуры не замкнуты с юга в пределах гор Бырранга, а уходят под юрско-меловые отложения Енисей-Хатангского прогиба.

Таймырский прогиб состоит из двух изолированных впадин - Усть-Енисейской и Хатангской. Енисей-Хатангский прогиб является надпорядковой депрессионной структурой, выполненной отложениями J-K и N-Q возраста. Его северная и южная границы совпадают с границами распространения J-K отложений и выражены морфологически сочленением северных склонов гор Путорана и южных склонов гор Бырранга с северо-Сибирской низменностью. Восточная граница прогиба совпадает с побережьем моря Лаптевых; юго-восточную границу условно проводят по низовьям р. Анабар, где Енисей-Хатангский прогиб через Анабаро-Хатангскую седловину сочленяется с Лено-Анабарским прогибом (рис. 3.25.).



1 - изогипсы поверхности среднеюрских пород; 2 - область развития клиноформ неосома; 3 - зоны эрозийного размытия юрско-валанинских отложений; 4 - граница прогиба; 5 - граница зон выклинивания среднеюрских отложений; 6 - главные разрывы системы Малохетско-Рассохино-Балаханского глубинного разлома; 7 - границы структур I-II порядков (I - Большехетский мегавал, II - Пендомалхская впадина, III - Малохетский мегавал, IV - Танамский свод (структурная терраса), V - Носковский прогиб, VI - Рассохино-Агапский прогиб, VII - Агапский прогиб, VIII - Балаханский мегавал, IX - Ждановский (Дудытинско-Ждановский) мегапрогиб, X - Агапский выступ, XI - Янгало-Горбитский выступ, XII - Киряко-Тасский выступ); 8 - месторождения: а - газовые, б - нефтяные, в - газоконденсатные (1 - Тагульское, 2 - Подольное, 3 - Вайгорское, 4 - Суэцкое, 5 - Нижнехетское, 6 - Зимнее, 7 - Горинское, 8 - Мессояхское, 9 - Казаньское, 10 - Южно-Соленое, 11 - Северо-Соленое, 12 - Ушакское, 13 - Пелятинское, 14 - Наналяское, 15 - Дерябинское, 16 - Пайяхское, 17 - Озерное, 18 - Хабейское, 19 - Джангодское, 20 - Балаханское, 21 - Яровское, 22 - Ново-Соленое)

Рис. 3.25. Структурно-тектоническая схема Енисей-Хатангского прогиба (В.А. Балдину, 2008 г.)

Северо-Западная часть Сибирской платформы непосредственно прилегает к Енисейско-Хатангскому прогибу. Здесь согласно общепринятому районированию выделяются северные части Анабарской антеклизы, Тунгусской синеклизы, Туруханско-Норильской гряды.

Ядром Анабарской антеклизы является область, где на дневную поверхность выходят AR кристаллические породы. Эти породы образуют кристаллический фундамент, который перекрыт типично платформенными образованиями в стратиграфическом диапазоне от R-T, последовательно сменяющими друг друга и

образующими склоны Анабарской антеклизы. В северном направлении рифейско-палеозойско-триасовые отложения погружаются под J-K чехол Енисейско-Хатангского прогиба.

Лено-Анабарский краевой прогиб расположен на древнем кристаллическом фундаменте Сибирской платформы, приобрел синклинальное строение в раннем мелу при поднятии Верхоянской геосинклинали;

В современном плане прогибы представляют непрерывный ряд депрессий, выполненных отложениями MZ.

Основные крупные тектонические элементы: Енисейско-Хатангский и Лено-Анабарский мегапрогибы; Танамский свод, Рассохинский и Билахнинский мегавалы, Малохетский вал.

Фундамент провинции залегает на глубине 5 – 14 км. В разрезе осадочных отложений выделяют 3 структурных этажа: протерозойско-кембрийский (карбонатный); палеозойский (карбонатно-соленосно-терригенный); мезозойский (терригенный).

Отличительная черта разреза: наличие нижнедевонской соленосной толщи. В низовьях Хатанги расположена значительная по размерам площадь солянокупольной тектоники (свыше 100 соляных куполов с разной глубиной залегания соли); иногда соль выходит на поверхность.

Нефтегазоносность

В прогибах установлена пока только промышленная газоносность разреза. В юрских отложениях открыто 3 газовых месторождения в пределах Танамско-Малохетской зоны открыто 8 месторождений. В провинции выделяют две области: Енисей-Хатангская ГО и Лено-Анабарская перспективная НГО, занимающие территории одноименных прогибов.

Основными зонами нефтегазонакопления в пределах Енисей-Хатангского прогиба являются Танамский свод и Рассохинский мегавал, потенциальными зонами – Логовая группа бескорневых структур, выраженная в меловых отложениях и зоны выклинивания юрских и меловых отложений на бортах Е-Х прогиба.

Соответственно выделяют 2 ГР – Рассохинский (пластово-сводовые залежи в меловых и верхнеюрских отложениях; Танамский ГР – газовые и газоконденсатные многопластовые скопления с залежами массивными, в нижнем мелу; этаж газоносности превышает 400 м; характерная черта – чисто газовый состав залежей до глубины 2000 м, глубже залежи газоконденсатные, часть – с нефтяными оторочками (табл. 3.6.).

Нефтегазоносные комплексы

Юрский НГК мощностью до 2500 м представлен преимущественно песчаниками и алевролитами. Во всех юрских горизонтах отмечены нефте- и газопроявления. С верхней юрой связано газовое месторождение Нижнехетское, со средней – Балахнинское и Зимнее.

Нижнемеловой НГК, мощность 400 - 800 м. В терригенном разрезе выделяют апт-альбский (яковлевская свита) и валанжин-готеривский (суходудинская свита) песчаные продуктивные горизонты. С ними связано более 90% разведанных запасов УВ в Енисейско-Хатангской ГНО. Газоносен на Мессояхском, Дерябинском, Пеляткинском, Зимнем, Казанцевском, Северо-Соленинском, Южно-Соленинском, Джангодском и других месторождениях.

Пеляткинское газоконденсатное месторождение (рис. 3.26.) приурочено к одноименной локальной структуре, осложняющей северо-западный склон Та-намско-Малохетского мегавала. В нижнемеловых отложениях эта структура представляет собой брахиантиклиналь северо-восточного простирания размерами 24 x 13 км, амплитуда 75 м. Месторождение открыто в 1969 г., в породах суходудинского резервуара обнаружено 5 залежей. Первая залежь приурочена к пласту песчаников и алевролитов. Мощность продуктивного пласта в пределах

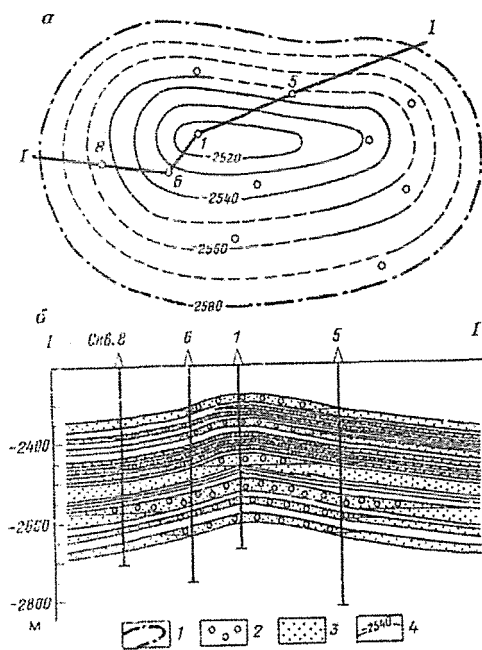


Рис. 3.26. Структурная карта и профиль Пеляткинского газоконденсатного месторождения

ловушки изменяется от 19 до 28 м. Среднее значение открытой пористости пород составляет 15 %, свободный дебит газа 1.9 млн. м куб./сут. По составу газ метановый. По типу ловушки залежь относится к пластовым, сводовым. Залежь 2 приурочена к пласту песчаников и алевролитов в средней части резервуара. Мощность продуктивного пласта в пределах ловушки изменяется от 45 до 58 м. Среднее значение открытой пористости составляет 17%, газопроницаемость изменяется от 6 до 85 x 0.001 мкм кв. Свободный дебит газа 740 тыс. м куб. /сут. По составу газ метановый (84%) по типу ловушки залежь относится к пластово-массивным, сводовым. Залежь 3 приурочена к пласту глинистых песчаников в средней части резервуара. Мощность 5-25 м. Открытая пористость песчаников достигает 17 %, газопроницае-

мость не превышает 75x0.001 мкм кв. Свободный дебит газа – 390 тыс. м куб./сут. По составу газ метановый (95%) По типу ловушки залежь относится к пластовым, сводовым. Залежь 4 приурочена к сложному пласту глинистых песчаников в верхней части резервуара с мощностью 20-56 м. Открытая пористость песчаных пород 12-18 %, газопроницаемость не превышает 30x0.001 мкм кв. Максимальный дебит газа – 299 тыс. м куб./сут. По составу газ метановый (94%) по типу ловушки залежь относится к пластово-массивным, сводовым. Залежь 5 приурочена к пласту песчаников в верхней части резервуара мощность 9-26 м, открытая пористость 14-19 %, газопроницаемость не превышает 25x0.001 мкм кв. Максимальный дебит газа составил 363 тыс. м куб./сут. Газ метановый (97%), залежь пластовая, сводовая. Залежь в породах Малохетского

мегавала приурочена к толще песков, песчаников и алевролитов в кровле резервуара, практически не изучена. По составу газ метановый (98%), предполагается, что некоторая часть объема газа существует в гидратном состоянии, по типу ловушки залежь, вероятно, относится к массивным сводам.

Особенности провинции

1. Отличительной чертой прогибов является наличие нижнедевонской соленосной толщи. Область значительного развития куполов соли – низовьях Хатанги.
2. Почти все известные скопления УВ провинции связаны с нижнемеловым комплексом, содержащим 2 продуктивных горизонта на глубинах – 2200 – 2600 м. и приурочены к пологим ненарушенным складкам округлой формы.
3. Есть зона многолетнемерзлых пород, залегающая в верхнемеловом комплексе на глубинах 800 – 900 м. (залежи газа в твердом состоянии).

Перспективы провинции связывают с Лено-Анабарской областью, в которой промышленных скоплений УВ пока не обнаружено.

Табл. 3.6. Характеристика нефтегазоносных областей и районов Енисей-Хатангской ГНП

Провинция	НГО	Тектонический элемент	Особенности газоносности	Месторождения
Енисей-Хатангская ГНП	<u>Енисейско-Хатангская ГНО</u> 280 тыс. км	НГО охватывает территорию одноименного прогиба	НГО является наиболее изученной территорией провинции и включает почти все открытые месторождения. Перспективы связаны с потенциальными зонами нефтегазонакопления, приуроченными к бескорневым структурам и к зонам выклинивания юрских и меловых отложений на бортах прогиба.	Мессояхское (Г); Дерябинское (ГК); Северо- и Южно-Соленинские; Пеляткинское (ГК) и др. скопления УВ.
	1. Танамский ГР	ГР занимает территорию Танамского вала	Выявлены газовые и газоконденсатные многопластовые, реже массивные залежи в нижнемеловых отложениях. Этаж газоносности составляет более 400 м.; характерная черта – чисто газовый состав залежей до глубины 2000 м, глубже залежи газоконденсатные, часть – с нефтяными оторочками.	Южно-Соленинское (ГК) с нефтяной оторочкой месторождение
	2. Рассохинский ГР	ГР занимает западную часть одноименного вала	Местоскопления газа содержат пластовые сводовые залежи в меловых и верхнеюрских отложениях.	Озерное (Г); Джангодское (Г) и др.
	<u>Лено-Анабарская ГНГО</u>	НГО охватывает территорию одноименного прогиба	В настоящий момент открыт ряд непромышленных залежей нефти (Южно-Тигянское, Нордвикское и др.) Перспективы связаны с палеозойскими и в меньшей степени с мезозойскими отложениями.	Оленекское месторождение битумов;

3.7. Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция

Провинция охватывает большую часть Восточно-Сибирской платформы (за исключением системы МЗ прогибов) Ее площадь составляет 2,8 млн. км². Объем осадков провинции равен 10 млн. км.³ (рис. 3.27.).

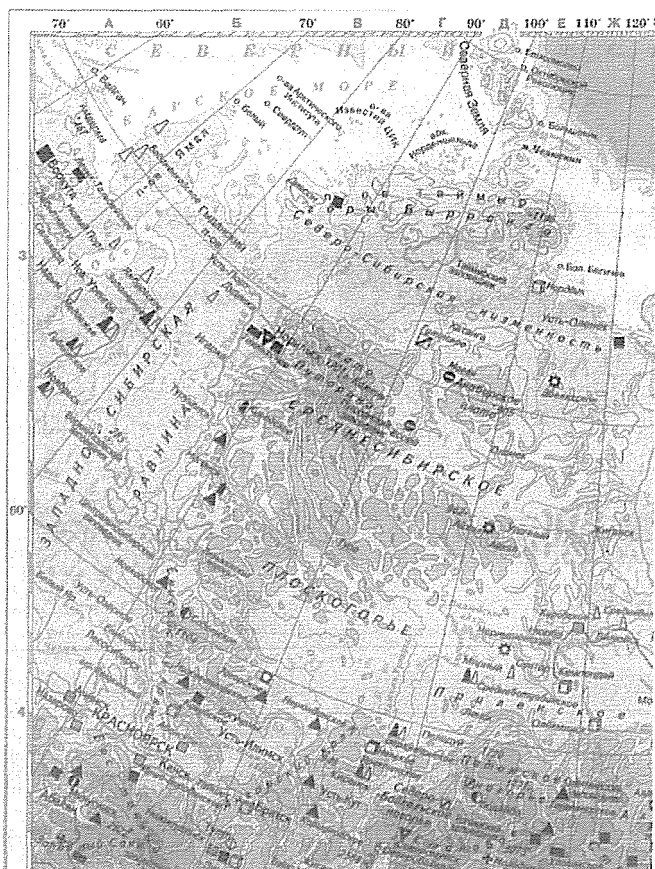


Рис. 3.27. Географическое положение Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (выкопировка из географического Атласа России)

Границы провинции:

с запада и юга – совпадают с границей Сибирской платформы;

северная – зона сочленения Тунгусской синеклизы с Енисей-Хатангским Анабаро-Ленским;

на востоке – с Предверхоанским краевым прогибом.

Восточная Сибирь сегодня единственный крупный нефтяной район России, полностью лишенный нефтяной инфраструктуры и реально действующих нефтедобывающих предприятий. К 1995 году на территории Красноярского края, Таймырского и Эвенкийского автономного округа и Иркутской области открыто 15 нефтяных месторождений, из которых 7 подготовлено для промышленной разработки и 8 разведываются. Почти 95%

разведанных запасов нефти Восточной Сибири сосредоточены в крупнейшем Юрубчено-Тохомском и семи крупных месторождениях. Территориальная отдаленность, слабая обжитость и отсутствие необходимой инфраструктуры в сочетании с экстремально тяжелой природно-климатической обстановкой являются факторами, сдерживающими освоение нефтяных месторождений Восточной Сибири.

Изыскания в провинции начаты во второй половине 30-х гг. прошлого века на северном склоне Алданской антеклизы в зоне выхода битуминозных карбонатных отложений. Получение 200 л нефти имело принципиальное значение для оценки перспектив древних горизонтов осадочного чехла.

В 1948 - 1960 гг. работы были сосредоточены в Иркутском амфитеатре (Парфеновская, Осинская, Бельская пл.). В ряде скважин были получены промышленные притоки легкой нефти. Промышленную нефтегазоносность кембрийской толщи подтвердило открытие промышленных залежей в 1962 г. на Марковской площади.

С 50-х гг. в пределах провинции проводятся планомерные геофизические исследования. В результате региональных и поисковых геологоразведочных работ установлены принципиальные черты строения осадочного чехла, определены зоны распространения основных типов пород и их фациальная принадлежность, выявлены основные НГК провинции и определены закономерности изменения коллекторских свойств; изученность провинции слабая и в настоящее время.

Особенности геологического строения

Фундамент Лено-Тунгусской провинции сложен преимущественно породами архейского возраста, частично переработанного в раннем протерозое, и представляет собой сложную систему разновозрастных блоков земной коры. В литологическом плане представлен магматическими и метаморфическими породами — гранитами, гнейсами, кварцевыми порфирами и т.п. Породы фундамента выходят на поверхность (Алданский и Анабарский щиты), на остальной территории ф. погружен на глубины от 2 до 5 км.

Вулканогенно-осадочный чехол провинции сформирован в верхнепротерозойское и фанерозойское время и повсеместно залегает на архейско-нижнепротерозойском кристаллическом фундаменте. В составе чехла выделяются рифейский, венд-раннепалеозойский и позднепалеозойско-триасовый структурные ярусы, в свою очередь подразделяющиеся на ряд подъярусов. Максимальная мощность чехла достигает 10 км в наиболее погруженных районах севера Тунгусской синеклизы; на Анабарской и Алданской антеклизах кристаллический фундамент выходит на поверхность.

Осадочный чехол представлен чередованием терригенных, карбонатных и соленосных отложений, осложненных интрузиями траппов, которые затрудняют производство геолого-геофизических исследований в перспективных районах провинции. Общий объем осадочного выполнения провинции около 10 млн. км³.

В западных, юго-западных и центральных районах провинции широко распространена галогенно-карбонатная (соленосная) лагунно-морская формация нижнего кембрия. Мощность соленосных толщ изменяется от 100 до 500 м. В восточных и северных районах провинции в зоне фациального перехода галогенно-карбонатных отложений к битуминозным толщам области некомпенсированного прогибания установлено развитие органогенно-рифогенных построек — полосы развития рифовых комплексов.

Отличительной особенностью строения осадочно-вулканогенного чехла Сибирской платформы являются пластовые и секущие интрузии траппов, широкое внедрение которых началось с раннекаменноугольного времени. Траппы широко развиты на Сибирской платформе между Леной и Енисеем (Тунгусская синеклиза). Область их распространения - более 150000 кв. км. С траппами в Восточной Сибири связаны Ангаро-Илимские месторождения магнетита (Коршуновское, Рудногорское и др.).

Излияние траппов на поверхность происходило в предтриасовое время. Количество траппов в разрезе различно, а суммарная мощность в разрезе осадочно-вулканогенного чехла Тунгусской синеклизы меняется от 300 до 1100 м.

В рельефе траппы широко представлены сочетанием плоскогорий, плато, равнин. Отличительной чертой Приангарья являются траппы, обусловившие порожистость рек и платообразность междуречий.

Ордовикские и силурийские отложения распространены в основном в погруженных районах провинции.

Девонско-триасовый структурно-формационный комплекс широко развит по всей территории провинции. В частности, триас представлен вулканогенно-осадочными образованиями: базальтами, туфогенными и туфогенно-осадочными породами, образовавшимися в результате траппового магматизма. Мощность триасовых образований в северной части Тунгусской синеклизы достигает 3500 м, в центральной 600 - 1500 м. Юрские и меловые отложения на территории провинции развиты только в пределах погруженных зон, мощностью до 350 м (рис. 3.28.) [28].

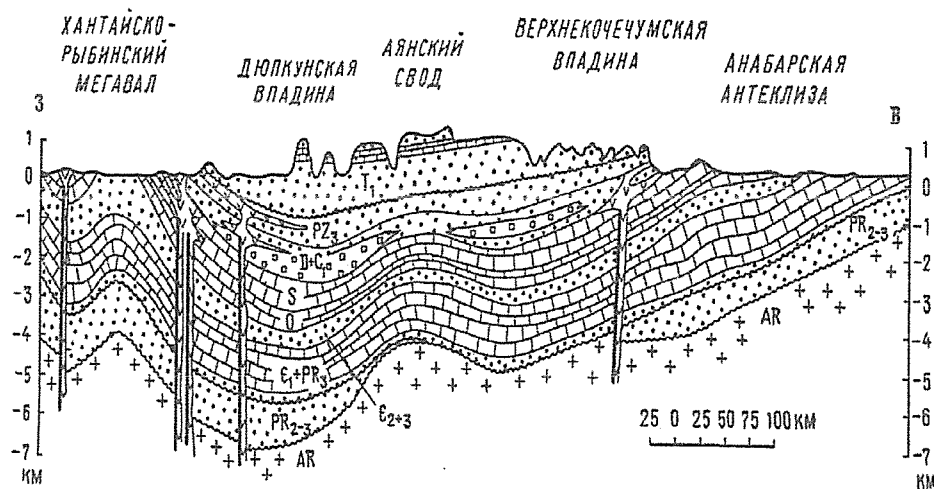


Рис. 3.28. Геологический профиль Лено-Тунгусской провинции по линии I-I (по А.Э. Конторовичу, В.С. Старосельцеву)

Для данной провинции характерна еще одна уникальная геологическая особенность - геологическое образование плато Путорана. Это самое северное и одно из самых древних в мире плато вулканического происхождения. Его площадь составляет 2мл Га. Расположено плато южнее полуострова Таймыр и восточнее самого заполярного города в мире - Норильска.

В начале мезозойской эры на месте современного плоскогорья существовала пологая синеклиза. Активная тектоника в пермо-триасе создала глубокие разломы, залеченные базальтами - так началось формирование гигантского «слоеного пирога» (рис. 3.29.).

Затем прошли последующие 180 млн. лет спокойного залегания. Около 30 тыс. лет т.н. Сибирская платформа начала подниматься.

В настоящий момент территория Путорана, площадью в 250 тыс. кв. км. поднялась до 1700 м. над уровнем моря. Подъем продолжается и сейчас со скоростью 11 мм в год. Наиболее глубокие трещины превратились в озера (глубиной около 400 м. и дл. более 100 км.).

На плато более 25 тысяч озер. Эти озера - самые большие в Сибири после Байкала и Телецкого, глубина большинства из них достигает 180 - 420 м. Вместе взятые, озера плато образуют второй по объему резервуар пресной воды в России после Байкала.

Плато отличается исключительным своеобразием рельефа, не встречающимся нигде больше в пределах России, а, возможно, и во всем мире. Необычны и чрезвычайно интересны трапловые формы, изрезанные огромными каньонами, по своей величине порой не уступающие Гранд Каньону в Колорадо. Впечатляют масштабы и количество водопадов. На плато расположен самый высокий в России водопад (101м) и самый мощный в России водопад по водосбросу.



Рис. 3.29. Базальты плато Путорана (фото И.Н. Переверзева)

Основные крупные тектонические элементы: крупнейшие положительные — Анабарская, Алданская, Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы; отрицательные — Тунгусская, Курейская, Присаяно-Енисейская синеклизы, Предптомский региональный прогиб; промежуточная - Ангара-Ленская ступень (рис. 3.30.).

На территории провинции открыто более 40 (2 нефтяных, 18 нефтегазовых, 18 газоконденсатных и газовых) месторождений и получены промышленные при-
токи нефти и газа более чем в 30 разрозненных скважинах, главным образом из
подсолевых терригенных и карбонатных отложений.

Большой интерес в нефтегазоносном отношении представляют рифовые системы, особенно древняя, перекрытая мощными соленосными толщами, что резко улучшает условия сохранности скоплений нефти и газа.

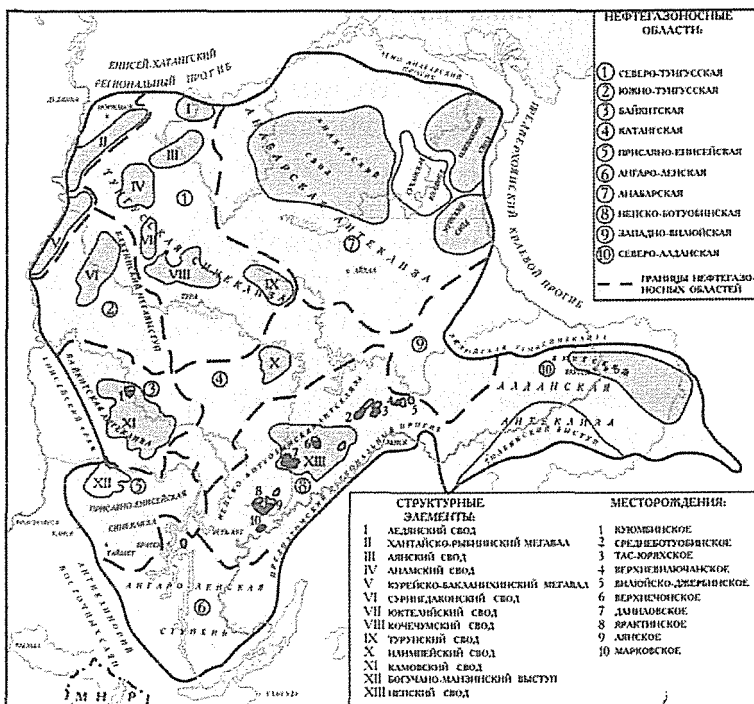


Рис. 3.30. Схема тектонических элементов Лено-Тунгусской НГП (по С.П. Максимова)

ко улучшает условия сохранности скоплений нефти и газа.

Подавляющая часть начальных суммарных ресурсов приурочена к вендскому и вендско-нижнекембрийскому комплексу, где содержится около 80% извлекаемых суммарных ресурсов УВ провинции. Залежи нефти и газа выявлены в рифейском, вендском, вендско-кембрийском и кембрийском нефтегазоносных комплексах. Промышленные притоки получены из силурийско-девонского (среднепалеозойского) комплекса. В ордовикском и верхнепалеозойском комплексах установлены нефте- и газопроявления.

Согласно НГТР в Лено-Тунгусской НГП выделяют Северо-Тунгусскую, Южно-Тунгусскую, Байкитскую, Канганскую, Присяжно-

Енисейскую, Непско-Ботуобинскую, Северо-Алданскую, Ангара-Ленскую, Анабарскую, Западно-Вилуйскую, Предпатомскую, Сюгджарскую, Турухано-Норильскую нефтегазоносные области (табл. 3.7.).

Нефтегазоносные комплексы (НГК)

В разрезе осадочных отложений провинции выделяются три нефтегазоносных комплекса - рифейский карбонатный, вендский терригенный и кембрийский карбонатный.

Рифейский НГК мощностью до 2000 м сложен разнофациальными толщами песчаников и карбонатов. Промышленная нефтегазоносность установлена

в западной части провинции. В наиболее изученной Юрубчено-Тахомской зоне открыты нефтегазоконденсатные месторождения — Юрубченское и Куюмбинское, мелкие месторождения с глубиной залегания до 3 км.

Вендский терригенный (непско-тирский) НГК распространен в центральных и южных районах провинции. Треть ресурсов углеводородов всей провинции сконцентрировано в вендском комплексе. Распространен в центральных и южных районах провинции. Коллекторами являются разнотекстурные песчаники, зональной покрывкой служат аргиллиты и глинистые доломиты тирской свиты, локальными покрывками - глинистые горизонты внутри комплекса. Нефтегазоносность терригенного комплекса установлена на 35 месторождениях, в том числе крупнейших Ковыктинском (Иркутская область), Собинском (Эвенкийский автономный округ), Чаядинском и Тас-Юрхском (Республика Саха).

Верхневендско-нижнекембрийский (даниловско-усольский) НГК представлен кавернозными, трещиноватыми доломитами и известняками. С комплексом связано 27% ресурсов углеводородов провинции. Региональным экраном служит соленосная толща усольской свиты, покрывками - сульфатизированные и глинизированные карбонаты. Нефтегазоносность комплекса установлена на 12 месторождениях, в том числе Верхневилучанском, Верхнечонском, Талаканском.

Кембрийский НГК распространен почти на всей территории провинции, за исключением северных районов. Коллекторами являются кавернозные и трещиноватые массивные доломиты и известняки. Региональными покрывками служат соляные пачки внутри комплекса, зональными покрывками — аргиллиты и мергели верхнеленской свиты. Здесь открыты Биркинское, Бильчирское, Атовское, Христофоровское, Моктаконское, Иреляхское, Тасевское, Непское, Ченкиямское, Илыгирское и др. местоскопления УВ.

Ордовикско-силурийско-девонский перспективный комплекс сложен терригенно-карбонатными, частично соленосными отложениями. Комплекс разделен на две толщи: ордовикско-нижнесилурийскую проницаемую, сложенную доломитами, рифогенными известняками, песчаниками; и верхнесилурийско-девонскую экранирующую, сложенную глинистыми, карбонатно-глинистыми, соленосными породами. Прямые проявления нефти и газа в этих отложениях немногочисленны.

Каменноугольно-пермский перспективный НГК включает каменноугольно-пермскую проницаемую и нижнетриасовую экранирующую толщи. Коллекторы представлены песчаниками, пористость которых колеблется от 11% в Нижнетунгусском прогибе до 30% на юге Тунгусской синеклизы, проницаемость пород незначительна. Покрывкой является толща нижнего триаса, сложенная туфогенно-осадочными образованиями мощностью до 600 м.

Куюмбинское нефтяное месторождение (рис. 3.31.) находится в пределах Эвенкийского автономного округа, в бассейне ср. течения р. Подкаменной Тунгуски. Приурочено к группе поднятий рифейских отложений в северо-восточной и восточной частях Камовского свода. В разрезе R выделено 7 литологических залежей с доломитами замещения (0,38 – 2,4 %), нефти имеют плотность – 815 – 819 кг/м³, малосернистые, малосмолистые. Залежи сводовые стратиграфически-экранированные; высота самой крупной залежи = 275 м., на глубине 2170 м

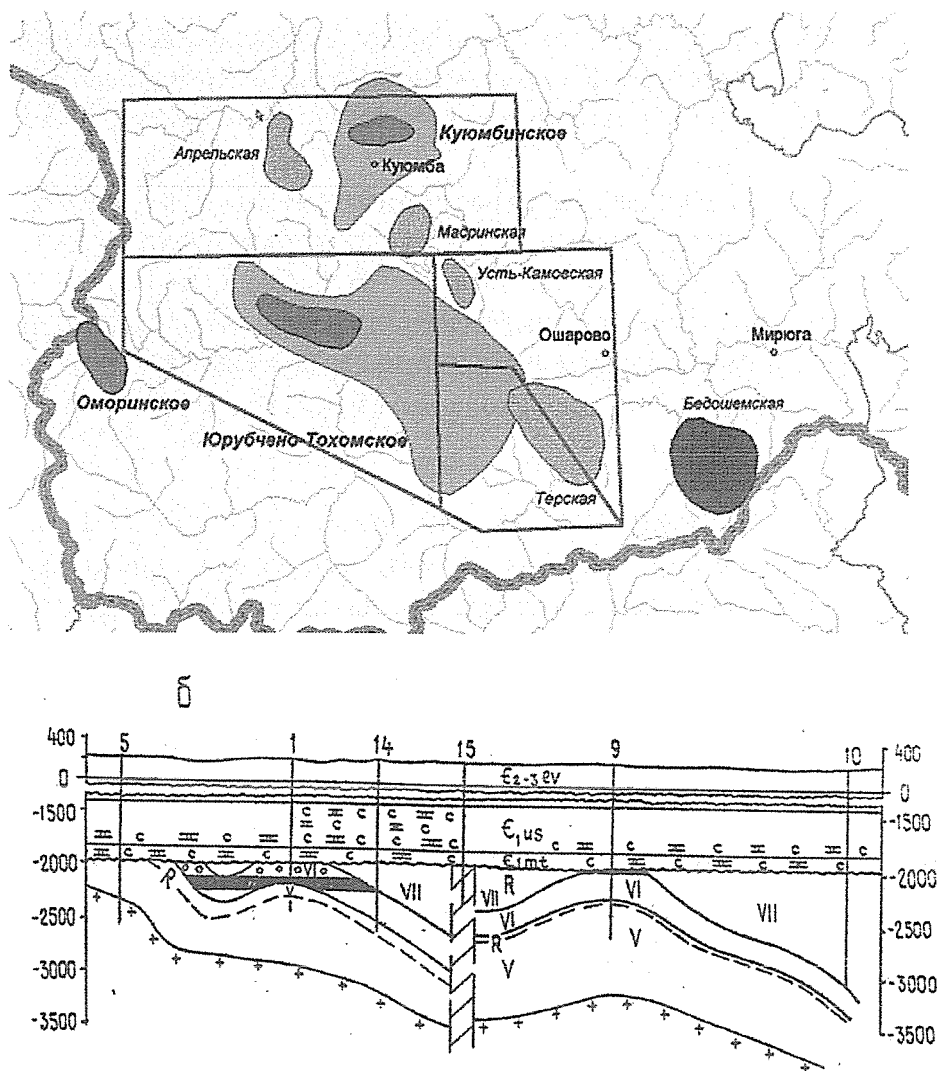


Рис.3.31. Местоположение и схематический профиль Куюмбинского нефтяного месторождения

Особенности провинции

1. *Фундамент провинции представляет собой сложную систему разновозрастных блоков земной коры. Породы фундамента выходят на поверхность (Алданский и Анабарский щиты), на остальной территории ф. погружен на глубины от 2 до 5-8 км. Фундамент имеет блоковое строение, в виде тектонических ступеней погружающегося к центру синеклизы.*
2. *Широкое развитие трапповых покровов, мощность которых превышает 100 м. Трапповый магматизм (эффузивы и интрузии) пермского и триасового возраста. Занимают особое место в разрезе провинции; приурочены к бортовым зонам Тунгусской синеклизы.*
3. *В зоне сочленения Сибирской платформы с Байкало-Патомским нагорьем широко развиты надвиги. Ширина зоны покровных перекрытий составляет 60- 80 км, здесь повсеместно распространены взбросы, надвиги, шарьяжи, которые объединяются в протяженные субпараллельные пластины, перемещенные со стороны нагорья на периферию платформы. Горизонтальная амплитуда отдельных надвигов изменяется от сотен метров до нескольких километров, крупных шарьяжей и пластин- до десятков, редко более десятков километров.*
4. *Мощные соленосные толщи кембрийского и девонского возраста. В западных, юго-западных и центральных районах провинции широко распространена галогенно-карбонатная (соленосная) лагунно-морская формация нижнего кембрия, мощностью от 100 до 500 м.*
5. *В восточных и северных районах провинции в зоне фациального перехода галогенно-карбонатных отложений к битуминозным толщам области некомпенсированного прогибания установлено развитие органогенно-рифогенных построек — полосы развития рифовых комплексов.*
6. *Наибольшим распространением пользуются породы PZ1.*
7. *В строении чехла выделяют 3 этажа: рифейско-ордовикский, силурийско-нижнетриасовый; мезозойско-кайнозойский, между которыми наблюдаются несогласия. Большая часть начальных суммарных ресурсов приурочена к вендскому и вендско-*

нижнекембрийскому комплексам, в которых содержится около 70% извлекаемых суммарных ресурсов УВ провинции. Залежи нефти и газа выявлены в рифейском, вендском, вендско-кембрийском и кембрийском нефтегазоносных комплексах. Промышленные притоки получены из силурийско-девонского комплекса. В ордовикском и верхнепалеозойском комплексах отмечены нефтегазопоявления.

8. В западных и юго-западных районах провинции преобладают зоны НГНК смешанного структурно-литологического и литолого-стратиграфического происхождения; в западных и северо-западных районах в отложениях кембрия и силура не исключено наличие рифогенных залежей.
9. Мощные песчаные коллекторы приурочены к районам, где породы кембрия залегают на кристаллическом фундаменте.
10. Куюмба – самая древняя нефть.

Перспективы:

Перспективы открытия нефтяных и газовых месторождений в Восточной Сибири связаны со следующим:

- Территория слабо изучена, в 10 НГО установлены промышленные залежи УВ;
- В строении провинции принимают участие отложения – верхнего рифея – нижнего триаса; к разряду нефтегазоносных отнесены только R-V-Є.
- Сложные природно-климатические условия и сложность геологического разреза (многочисленные пластовые и секущие интрузии, мощные соленосные толщи, неравномерность развития по разрезу и неоднородность пород коллекторов – затрудняют поиски УВ;
- Низкая геолого-геофизическая изученность, отсутствие опыта ведения поисково-эксплуатационных работ в районах сложного строения);
- Необходимость бурения новых параметрических скважин.

Табл. 3.7. Характеристика нефтегазоносных областей Ленно-Тунгусской провинции

Провинция	НГО	Тектонический элемент	Особенности нефтегазоносности	Месторождения
Лено-Тунгусская НГП	<u>Южно-Тунгусская ПНГО</u> 145 тыс. км ²	НГО занимает территорию Восточно-Енисейской ступени и юго-западную при- бортовую часть Тунгусской синеклизы	Нефтегазоносность области связана с кембрийским комплексом. Основные перспективы связывают с глубинами до 3 км. Перспективны отложения верхне- вендско-нижне-кембрийского, ордовикско-девонского, вендско- го и рифейского комплексов.	Куюмбинское (Н) газовые: Таначинское, Моктаконское и др.
	<u>Северо-Тунгусская ПНГО</u> 430 тыс. км ²	ПНГО включает северную и центральную части Тунгусской синеклизы и Турухано-Норильской тектонической зоны.	Наименее изученная большая часть Тунгусской синеклизы. Промышленных скоплений не открыто. На многих структурах получены фонтаны газа. На ряде площадей вскрыты остатки разрушенных залежей нефти в отложениях силура. Перспективы открытия месторождений связываются с отложениями венда, кембрия, ордовика, силура, девона. Почти половина прогнозируемых ресурсов углеводородов связывается с кембрийским карбонатно-галогенным комплексом. Следует ожидать наличие залежей УВ, контролируемых комбинированными пликативно-дизъюнктивными ловушками и благоприятным сочетанием пластовых и секущих трапповых интрузий.	

Байкитская
НГО
155 тыс. км²

Байкитская антеклиза

Наиболее изученная область в западной части провинции. Промышленная нефтегазоносность отложений рифея. Коллекторами являются каверново-трещинные доломиты. В рифее сосредоточено больше половины основных ресурсов углеводородов области. Пятая часть ресурсов области связана с продуктивными вендскими терригенными отложениями.

Нефтеносны также отложения кембрийского и верхневендско-нижнекембрийского комплексов.

Агалеевское, Имбинское месторождения, залежи газа на Юрубченском и Оморинском месторождениях

Анабарская
ПНГО
540 тыс. км².

Анабарская антеклиза

Промышленных залежей на территории ПНГО нет. В южной части области известны выходы нефти (Кенеликанские источники). В бассейнах рек Оленек, Алакит, Силигир отложения кембрия насыщены битумами.

Перспективы связаны с глубинами до 4 км. Перспективны на нефть и газ области, приуроченные к погруженным частям сводов и к отрицательным структурам.

Предпатомская
НГО 125 тыс.
км²

НГО соответствует одноименному региональному прогибу и Бере-

Отложения венда. Неразведанные запасы углеводородов в области сосредоточены в верхневендско-

Открыты газовые месторождения — Быха-

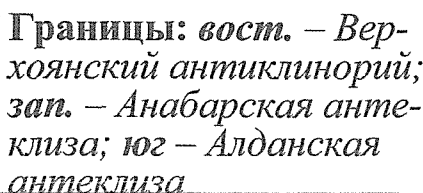
	зовской впадине.	нижнекембрийском, вендском и рифейском комплексах.	тахское, Кэ-дергинское
<u>Непско-Ботуобинская ГНО</u>	ГНО соответствует одноименной антеклизе и части Ленского прогиба.	Весь объем начальных разведанных запасов области сконцентрирован на глубинах до 3 км. Основные продуктивные комплексы: венд-нижнекембрийский терригенный (подсолевой) и ниже-среднекембрийский карбонатный и карбонатно-соленосный. Все залежи приурочены к подсолевым терригенному и карбонатному горизонтам.	Месторождения: Среднеботуобинское (ГК); Марковское (ГН), Ярактинское (ГН).
<u>Присаяно-Енисейская ПНГО</u> 150 тыс. км ² .	ПНГО расположена в одноименной синеклизе на юго-западе провинции.	<i>Перспективы открытия месторождений связываются с рифейским, верхневендско-нижнекембрийским, вендским комплексами. Область изучена слабо, скважинами вскрыты лишь верхние надсолевые отложения в прибортовых зонах.</i>	

211

Газо-нефтепоисковые работы в районе Лено-Вилуйской синеклизы ведутся с 1950 г. Открытие же самой провинции относится к 1956 году, когда были получены значительные притоки газа из Усть-Вилуйского газоконденсатного месторождения, относимого ныне к Предверхооянской ГНП.

1951 -1958 гг. – пробурены 4 опорные скважины, уточнившие глубинное строение района и наметившие перспективные комплексы в отложениях МЗ;

ЦІПІС НД



Изученность:

1951 -1958 гг. – пробурены 4 опорные скважины, уточнившие глубинное строение района и наметившие перспективные комплексы в отложениях МЗ;

1954 г. – начато поисковое бурение;

1956 г. (1967) – открыто первое газовое месторождение провинции – Усть-Вилуйское;

1961 г. (1970) – открытие Собохаинского газового месторождения. В настоящий момент территория изучена слабо и неравномерно. В результате ГРП открыты 11 газовых и газоконденсатных месторождений Усть-Вилуйское, Средневилуйское, Мастахское, Неджелинское и др. Все газовые и газоконденсатные месторождения открыты в основном в области Хапчагайского мегавала.

Особенности геологического строения:

Фундамент кристаллический, гетерогенный, AR-PR возраста, залегает на глубинах до 12 км; на юго-востоке – минимальные глубины залегания составляют 1-2 км. Вилуйская синеклиза (авлакоген) разделена в центральной части Хапчагайским мегавалом на отдельные крупные впадины и прогибы. Рельеф поверхности фундамента резко дифференцирован. Синеклиза имеет заливообразную форму, раскрываясь по подошве MZ в сторону Предверхоанского краевого прогиба (рис. 3.33.).

Западный и южный борта синеклизы представляют собой пологие моноклинали. Северо-западный борт – более крутой и осложненный рядом флексур и структурных ступеней. Локальные структуры представляют собой брахиантиклинальные складки, субширотного простирания с размерами 20-30 x 10-20 км.

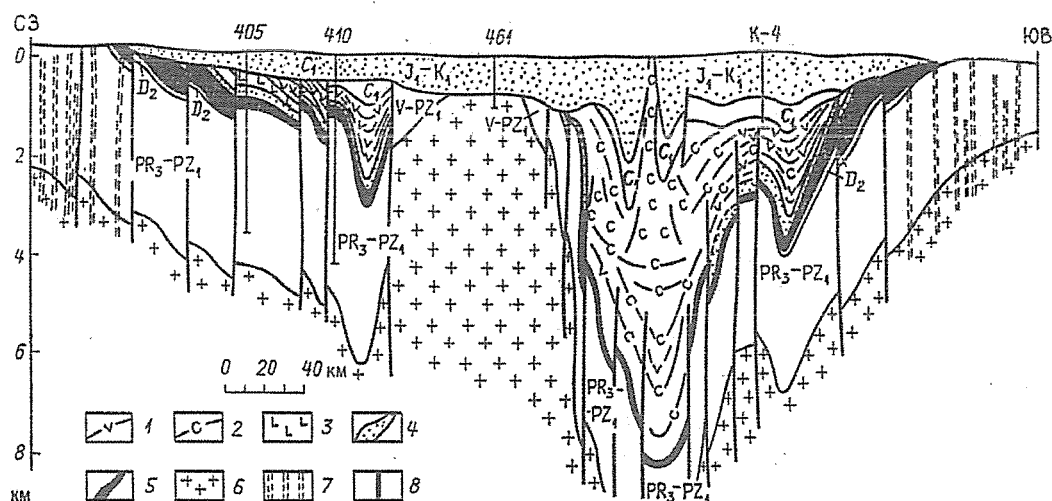


Рис. 3.33. Геолого-геофизический профиль через Вилуйский авлакоген (по В.В. Гайдук):

1-2 – красноцветные терригенные отложения (1 – сульфатоносные; 2 – соленосные); 3 – базальтовая толща вилуйчанской свиты; 4 – фланские карбонатно-песчаные отложения; 5 – базальтовый комплекс основания верхнего девона; 6 – кристаллический фундамент; 7 – дайки габбродиабазов; 8 – разломы

Образование Вилуйского авлакогена относится к девонскому периоду. Сейсмическими исследованиями установлено, что авлакоген состоит из двух грабенов, разделенных Сунтарским поднятием. В ее пределах кровля фундамента находится на глубине около 3 км, в грабенах кровля опущена до 7-8, в отдельных зонах до 12 км. Мощность только верхнедевонских и нижнекаменноугольных отложений в Вилуйском грабене составляет около 7 км (рис. 3.33.).

Грабен ограничен системой сбросовых уступов, с амплитудой смещения до 1000 м. Вилуйский авлакоген прослеживается на расстоянии 600 км на северо-восток, где он погружается под складчатые структуры Верхоянья [52].

Осадочный чехол мощностью от 1 до 7 км выполнен терригенными отложениями от кембрия – триаса – юры и мела до неоген четвертичных, общей мощностью 10 -12 км.

Промышленная газонефтеносность связана с пермскими, триасовыми и юрскими отложениями в пределах Хапчагайского мегавала. Общая мощность продуктивной толщи равняется 1500 м, в разрезе присутствует до 10 горизонтов.

Газонефтеносность

Промышленная газонефтеносность приурочена к верхнепалеозойско-мезозойским осадочным отложениям, представленным чередованием терригенных пород и углей и включающим три газонефтеносных комплекса: верхнепермско-нижнетриасовый, нижнетриасовый и нижнеюрский. Более древние толщи во внутренних зонах провинции изучены слабо - из-за их глубокого залегания.

Верхнепермско-нижнетриасовый (непско-неджелинский) ГНК развит на большей части провинции и представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей. Зональной покрывкой являются аргиллиты в низах триаса (неджелинская свита), которые имеют фациально неустойчивый состав и на значительных участках опесчаниваются, теряя экранирующие свойства. Комплекс продуктивен на Хапчагайском поднятии (Средневилуйское, Толонское, Мастахское, Соболюх-Неджелинское месторождения). С нижнетриасовым комплексом связано 70% разведанных запасов газа провинции, основная их часть сосредоточена на Средневилуйском месторождении, где имеются три самостоятельные газоконденсатные залежи, вскрытые в песчаниках и алевролитах на глубинах от 2300 до 2600 м.

Средневилуйское многопластовое газоконденсатное месторождение (рис. 3.34.) наибольшее в провинции, основной объект эксплуатации, обеспечивающий потребности в газе промышленных районов Якутии. Месторождение расположено в центральной части республики Саха (Якутия), в 560 км от г. Якутска.

В нефтегазогеологическом плане месторождение относится к Хапчагайскому газоносному району, выделяемому в составе Вилуйской НГО.

Месторождение приурочено к крупной брахиантиклинальной складке изометричной формы с размерами 18 ч 11 км и амплитудой 300 м. Газоносность

установлена в отложениях перми, триаса и юры. Коллекторы имеют терригенный состав и находятся в интервале глубин 1000 – 3150 м. Разрез месторождения характеризуется большим этажом газоносности. Промышленные притоки газа и газоконденсата получены в интервале глубин от 950 до 2950 м. Наибольшие по размерам залежи относятся к нижнетриасовому комплексу и содержат 97% запасов газа и конденсата всего месторождения. Застойный характер пластовых вод обеспечил хорошую сохранность газовых залежей и горизонтальное положение ГВК.

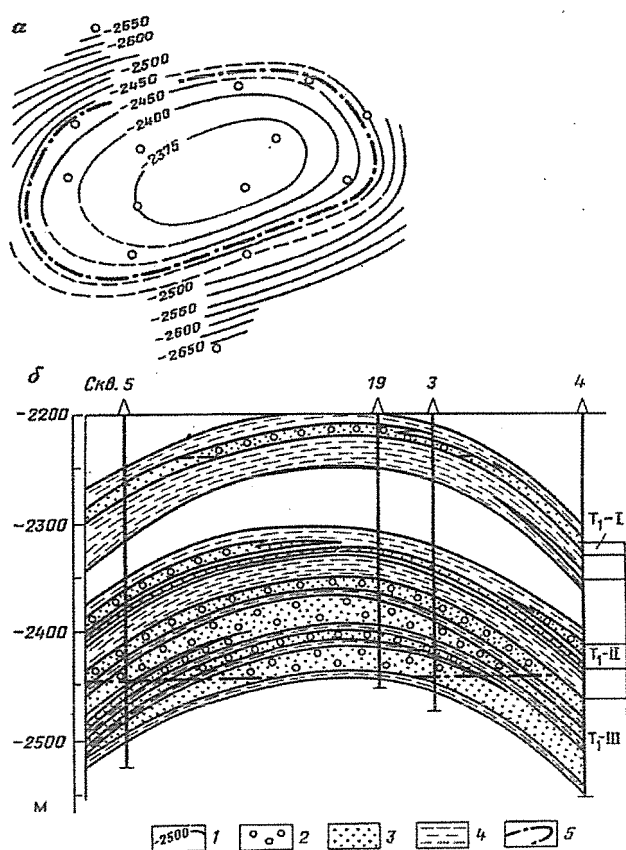


Рис. 3.34. Средневилюйское газоконденсатное месторождение: а) структурная карта по кровле горизонта нижнего триаса; б) геологический профиль.

1- изогипсы, м; 2 – газ; 3 – песчаники; 4 – глины; 5 – внешний контур газоносности.

тельно от 57 до 80 м., в разрезах большинства скважин составляет 60 – 70 м. В восточной части структуры наблюдается уменьшение эффективных толщин и ухудшение коллекторских свойств. Открытая пористость газонасыщенных коллекторов изменяется от 14 до 23 %. Проницаемость колеблется от 0,001 до 0,450 мкм². Дебиты газа для большинства скважин достигают 300 – 500 тыс. м³/сут.

По характеру строения ловушки, контролирующей месторождение – залежи пластово-сводовые с элементами литологического экранирования.

Залежь горизонта T₁-III является основной по запасам газа, находится в интервале глубин 2430 – 2590 м. Продуктивный горизонт представлен песчаниками с подчиненными прослоями аргиллитов и алевролитов, количество которых увеличивается в восточной и юго-восточной частях структуры. Общая толщина коллектора меняется незначи-

Нижнеюрский комплекс характеризуется неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и углей; покрывкой служат глины сунтарской свиты. Комплекс фациально неустойчивый, наблюдается региональное уплотнение пород в восточном направлении. С комплексом связаны небольшие газовые залежи на Хапчагайском своде (Мастахское, Средневилюйское, Соболах-Неджелинское, Нижневилюйское месторождения) и в зоне Китчано-Буролахских передовых складов.

док (Усть-Вилуйское, Собохаинское месторождения). Глубина залежей 1000 - 2300 м. Доля комплекса в общих ресурсах и разведанных запасах газа Лено-Вилуйской ГНП около 6%.

Выявленные скопления УВ все многопластовые. Газовые и газоконденсатные залежи находятся в интервале глубин 1000 – 3500 м. По составу газы на 99 % состоят из метана. Все залежи сводовые, частично литологически экранированные. Промышленных скоплений нефти нет. В ряде скважин отмечены нефтепроявления в виде примазок и пропитки керна.

Перспективы нефтегазоносности

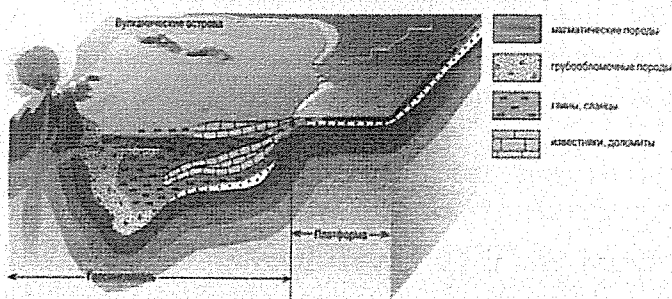
Перспективы развития территории связаны с отложениями палеозоя и нижнего мезозоя, особенно в зонах выклинивания коллекторов на северо-западном борту синеклизы и южном борту Лунгхинско-Келинского мегапрогиба [28].

Также перспективны нижнепалеозойские и верхнепротерозойские отложения, развитые под мезозойским чехлом в бортовых частях Вилуйской синеклизы.

Вопросы для самоконтроля:

1. В пределах, каких древних платформ нашей страны установлены нефтегазоносные провинции?
2. Сравните стратиграфический диапазон нефтегазоносности изученных провинций. Какой вывод на основании сравнительного анализа вы можете сделать?
3. Наблюдается ли региональная зональность в распределении месторождений УВ по разрезу осадочного чехла для провинций Русской (Восточно-Европейской) платформы?
4. Что такое траппы? В какой провинции наблюдается их широкое развитие?
5. Перечислите нефтегазоносные провинции с широким развитием соляного тектогенеза?
6. Что такое галокинез и где он проявляется чаще всего?
7. Какой литологической формацией заполнены древние прогибы (на примере Камско-Кинельской системы)?
8. В какой провинции преобладают бескорневые структуры?
9. Для каких провинций древних территорий характерно развитие вечной мерзлоты?

Геосинклиналь и платформа



Нефтегазоносные провинции данного типа связаны с предгорными прогибами, отделяющими платформенные области от горных сооружений Карпат, Урала, Верхоянского хребта. К ним относятся: Предверхоянская ГП; Предуральская НГП и Предкарпатская НГП.

Общими региональными чертами их геологического строения являются:

1. Увеличенная мощность осадочного чехла (до 12-14 км);
2. Асимметричное строение территории (один борт пологий, другой крутой);
3. Наличие многопластовых залежей;
4. Сложная дизъюнктивная тектоника;
5. Накопление флишевых формаций.

Тектоническое развитие краевых прогибов четко зафиксировано в размещении на их территории различных по составу фаций, объединяемых в единый латеральный ряд: рифовую – депрессионную – молассовую.

Для всех переходных территорий характерно чешуйчато-надвиговое строение. Надвигообразование явилось главным процессом, создавшим структуру и вещественное выполнение краевых прогибов. Ложе и выполнение краевых прогибов расчленено надвигами на множество тектонических аллохтонов, выходы которых в плане прослеживаются полосами параллельно сопредельной складчатой области. Интенсивность дислоцированности краевых прогибов последовательно возрастает в направлении от платформы к геосинклинали.

Главными структурными формами в краевых прогибах признаны тектонические чешуи, пластины и покровы (шарьяжи), смятые в складки.

Сдвиговые дислокации осложняют движущиеся аллохтоны, образуя в них блоки, смещенные друг относительно друга по латерали. Сдвиги являются вторичными по отношению к надвигам структурными элементами, изменяющими морфологию затрагиваемых складчатых дислокаций.

Складки всегда являются вторичными структурами, производными от надвигов. Дисгармоничные складки возникают в режиме горизонтального сжатия, а развиваются в дальнейшем с участием гравитационных сил.

Закономерное размещение антиклинальных складок - потенциальных ловушек нефти и газа - вдоль надвигов позволяет наметить главные направления их

поиска и предложить более эффективную методику их выявления. В Предуральском прогибе на территории РБ с ее помощью открыт ряд (Бакракское, Архангельское, Беркутовское и др.) нефтяных и газовых месторождений.

4.1. Предверхоаянская газонефтеносная провинция

Провинция расположена на территории Якутии, к востоку от Лено-Вилуйской провинции, с которой имеет ряд общих особенностей геологического строения и газонефтеносности. Провинция характеризуется очень низкой степенью геолого-геофизической изученности в связи со сложными климатическими и географическими условиями.

Особенности тектоники и геологического строения

В тектоническом плане провинция приурочена к крупнейшему асимметричному мезозойскому предгорному прогибу, находящемуся на границе Сибирской платформы и складчатой Верхояно-Колымской мезозойской области, состоящей из ряда крупных срединных массивов, окруженных антиклинориями и синклинориями. Ось его максимального прогибания смещена ближе к Сибирской платформе. Прогиб достигает в длину 1500 км, дугообразно вытянут вдоль восточной границы Сибирской платформы, имеет площадь более 160 тыс. км². Внутренний борт прогиба – крутой, а внешний – пологий (рис. 4.1.).

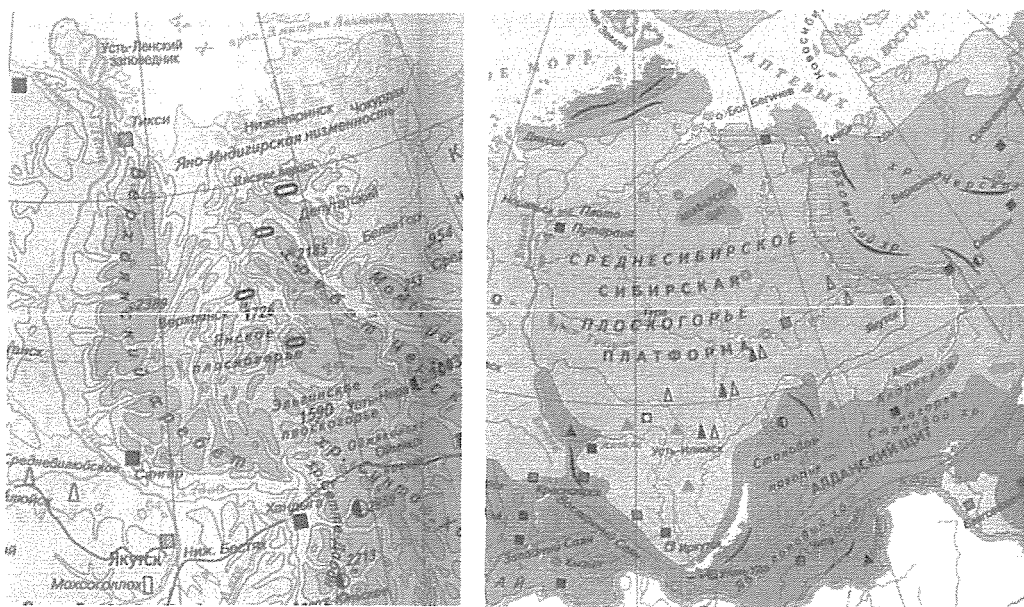


Рис. 4.1. Географическое положение Предверхоаянской газоносной провинции (Выкопировка из географического Атласа России)

В пределах платформенных склонов развиты брахиантиклинальные и брахисинклинальные складки, купола. Поперечными поднятиями система передовых прогибов разделена на несколько отдельных «ванн», из которых наиболее крупные: Лено-Анабарский прогиб и Линденская впадина. Эти структуры отличаются увеличенной мощностью юрских и меловых отложений и пологими углами падения пластов.

Северная часть прогиба наложена на восточный склон Анабарской антеклизы, центральная и юго-восточная части контактируют с Вилюйской синеклизой. Глубина залегания фундамента достигает 5-7 до 12 км. Северную часть прогиба иногда выделяют в качестве Лено-Анабарского передового прогиба.

Прогиб тесно связан с Верхоянской складчатой системой, возникшей на месте пассивной окраины Сибири (рис. 4.2.).

Фундамент провинции глубоко погружен. Для геологического строения прогиба характерна очень большая мощность осадочных отложений (до 11 – 12 км). Большая часть их представлена преимущественно грубообломочными терригенными породами юры и мела [28].

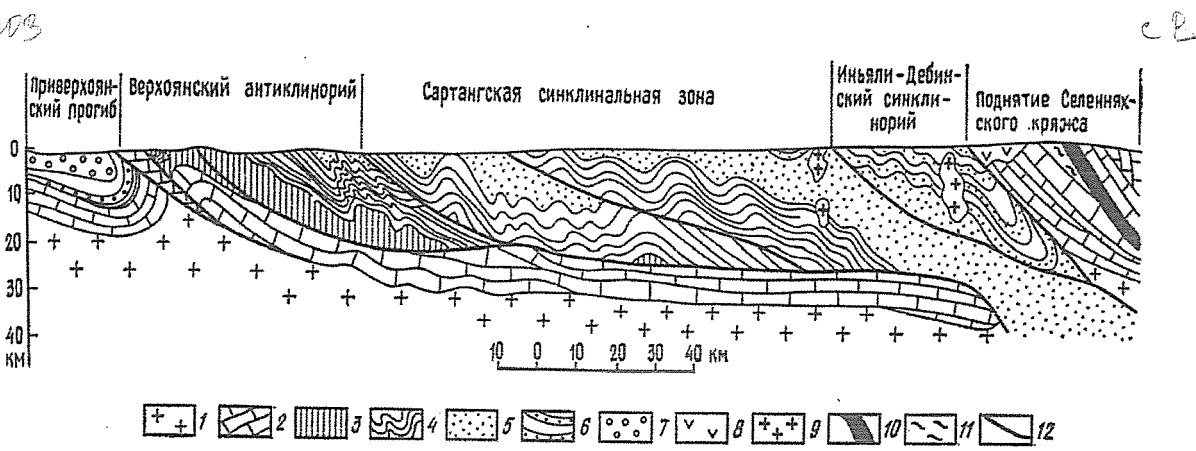


Рис. 4.2. Геологический разрез через Верхояно-Колымскую складчатую систему (по Л.П. Зоненшайну, М.И. Кузьмину):

- 1 – докембрийский фундамент; 2 – карбонатные отложения пассивной окраины Сибири (R – C₁); 3 – 6 - верхоя́нский комплекс, представленный отложениями подводных конусов выноса (3 - карбон, 4 – пермь, 5 – триас, 6 – юра); 7 - меловая моласса Приверхо́янского прогиба; 8 – позднеюрские островодужные образования; 9 – меловые гранитные батолиты; 10 – офиолиты; 11 – зоны зеленосланцевого метаморфизма; 12 - надвиги

Особенность территории является резкое сокращение суммарной мощности осадочного чехла за счет выпадения из разреза отложений нижнего PZ и триаса.

Разрез сложен континентальными и морскими отложениями юры и мела. Предверхо́янский передовой прогиб, заполненный меловыми молассами возник в верхнеюрскую – нижнемеловую эпоху, при замыкании Верхояно-

Колымской геосинклинали. Об этом свидетельствует накопление континентальной угленосной толщи юрского и раннемелового возраста.

Промышленная газоносность провинции связана с нижнеюрскими песчано-глинистыми горизонтами и установлена в зоне сочленения Предверхооянского прогиба и Лено-Вилкойской синеклизы, где в 1956 – 1960 гг. открыты Усть-Вилкойское и Собохаинское газоконденсатные месторождения.

9.2. Предуральская нефтегазоносная провинция

Предуральская нефтегазоносная субпровинция расположена на восточной окраине Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и протягивается узкой полосой с севера от Баренцева моря на юг до Прикаспийской низменности вдоль западного склона Уральских гор на расстояние свыше 2000 км. Занимает территорию республик Коми, Башкортостана, Пермской, Свердловской, Оренбургской и Актыбинской областей (рис. 4.3.).



Рис. 4.3. Географическое положение Предуральской нефтегазоносной провинции (Выкотировка из географического Атласа России)

В тектоническом отношении субпровинция соответствует Предуральскому краевому (предгорному) прогибу, отделяющему Восточно-Европейскую платформу от Уральской горноскладчатой системы. Площадь провинции = 93 тыс. км². Длина – 1250 км, ширина – 90 км. Объем осадков, выполняющих прогиб, составляет 700 тыс. км³. Возраст фундамента AR – PR. Максимальная мощность пород в Бельской впадине составляет 11 км; мощности PZ – 8 км; MZ – 300 м; KZ – 100 м.

Границы провинции

на западе – провинция граничит с перспективными районами Волго-Уральской НГП; на востоке – с перспективным Уральским кряжем.

Изученность

Начало освоения провинции относится к 1929 - 1931 гг., когда были открыты первые месторождения нефти в районе Чусовских городков и Ишимбае. Первые успехи явились началом освоения гигантских запасов нефти и газа Урало-Поволжья. Значительная часть выявленных в последующие годы месторождений в

южной части субпровинции оказалась приурочена к полосе развития впервые установленных пермских рифовых массивов.

В 1964 г. на севере в Предуральском прогибе в Верхнепечорской впадине было открыто крупнейшее Вуктыльское газоконденсатное месторождение. К настоящему времени в субпровинции открыто около 100 месторождений нефти, газа и газоконденсата.

Особенности тектонического строения

Предуральский прогиб представляет собой узкую (60 - 150 км) синклинальную структуру с крутым геосинклинальным восточным ($25 - 60^\circ$) и пологим платформенным западным ($2 - 10^\circ$) бортами. Поперечными поднятиями, образованными выходами на поверхность доорогенных комплексов, прогиб разделен на три основных части: северную, центральную и южную.

Северная часть охватывает зону сочленения Урала с Печорской плитой, в нем выделяются Коротаихинская (220x120 км), Косью-Роговская (300x120 км), Большесыньинская (260x80 км), Верхнепечорская (400x30 км) впадины.

В центральной части прогиба, расположенном между поперечными выступами Каратау (на юге) и Плюдов Камень (на севере), которая соответствует зоне наложения Уральских деформаций на Восточно-Европейскую платформу, выделяют Юрюзано-Сылвенскую (350x80 км) и Соликамскую (200x70 км) впадины, разделенные Косьвинско-Чусовским горстообразным поднятием.

В южной части прогиба выделяется крупная Бельская впадина (450x150 км). С запада на восток с приближением к Уралу наблюдается появление поднятий, осложненных надвигами, несовпадение структурных планов по нижним и верхним горизонтам.

Фундамент сложен кристаллическими породами архей-протерозойского возраста, разбит глубинными разломами, имеет блоковое строение, во впадинах ступенчато погружается с запада на восток от 3 - 4 до 7 - 12 км.

Осадочный чехол Предуральского прогиба выполнен мощной толщей (10 - 14 км) палеозойских отложений, представленных преимущественно карбонатными породами девона, карбона, нижней перми и красноцветными верхнепермскими образованиями. В строении осадочного чехла значительную роль играет соленосная толща кунгурского яруса нижней перми, мощность которой возрастает к югу от 200 м (Верхнепечорская впадина) до 1100 - 1500 м (Бельская впадина). Орогенный комплекс представлен молассовой формацией перми, разделенной соленосной толщей кунгура на подсолевой и надсолевой этажи. Отложения мезозоя распространены в северной и южной частях прогиба.

В прогибе в пределах Бельской и Юрюзано-Сыльвенской впадин широко развиты рифовые массивы нижней перми, сложенные органогенными известняками ассельского, сакмарского и артинского ярусов и перекрытые соленосной толщей кунгура. Размеры рифов от 1х1 до 20х25 км, амплитуды от первых десятков до 300 - 600 м, глубина их залегания возрастает к югу от 500 до 3000 м. С ними во многих случаях связаны месторождения нефти и газа (рис. 4.4.).

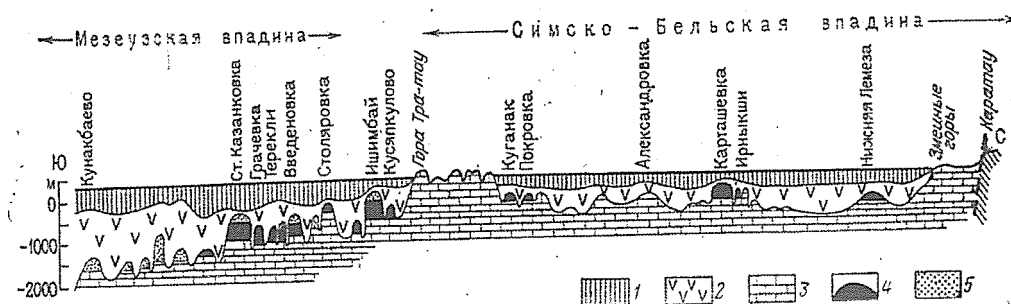


Рис. 4.4. Схематический разрез через зону нефтегазоаккумуляции рифовых массивов Предуралья (по К.С. Яруллину)

1 – терригенные породы уфимского яруса, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем; 2 – галогенные отложения кунгурского яруса; 3 – известняки и доломиты артинского и сакмарского ярусов; 4 – нефть; 5 – газ

Органогенные постройки широко развиты и в ордовикско-силурийских отложениях северной части Предуралья. Рифовая субформация силура отмечена на западных склонах Северного и Приполярного Урала, на гряде Чернышева. Развитие органогенных построек прогнозируется на северном борту Косью-Роговской впадины.

В центральной части прогиба в подсолевых отложениях развиты узкие (1-3 км), протяженные (10-12 км) и крутые (до 60°) валообразные поднятия, часто нарушенные надвигами (складки кинзепулатовского типа), к которым часто приурочены нефтяные и газовые месторождения.

Нефтегазоносность

Основная промышленная нефтегазоносность Предуральской провинции связана с отложениями среднего – верхнего карбона и нижней перми. Их рассматривают как единый регионально развитый нефтегазоносный комплекс, представленный рифогенными породами (трещиноватые известняки и доломиты). Выделяют подкомплексы:

Среднедевонско-нижнекаменноугольный НГПК мощностью 300 - 550 м сложен известняками и доломитами. Продуктивен в Южно-Предуральской НГО, где открыты мелкие нефтяные залежи.

Нижневизейский НГПК мощностью 60 - 100 м представлен терригенными породами (песчаниками, алевролитами), в которых обнаружены нефтяные и газоконденсатные залежи на территории Северо-Предуральской и Средне-Предуральской НГО.

Средне-верхнекаменноугольный НГПК мощностью 100 - 700 м выражен карбонатной толщей (известняками, доломитами с прослоями мергелей), в которой выделяются порово-трещинные и кавернозные коллектора. Содержит в себе залежи газа и газоконденсата в Северо-Предуральской и Средне-Предуральской НГО. В Южно-Предуральской НГО открыты залежи нефти и газоконденсата (Саратовское и др. месторождения).

Нижнепермский НГПК мощностью до 3900 м представлен карбонатными породами в надвиговой части Вуктыльского месторождения.

Согласно НГТР в Предуральской провинции выделяются три НГО: Северо-Предуральская, Средне-Предуральская, Южно-Предуральская.

Средне-Предуральская НГО площадью 43 тыс. км² включает Соликамскую и Юрюзано-Сылвенскую впадины и разделяющее их Косьвинско-Чусовское поднятие. Большая часть залежей газовые, приурочены к каменноугольным и нижнепермским отложениям. Здесь открыты Верхнечусовское, Гежское, Чашкинское нефтяные, Кедровское газовое, Устьикинское газонефтяное месторождения.

В районе Косьвинско-Чусовской седловины в естественных обнажениях широко распространены проявления твердых битумов. Они приурочены к карбонатным, реже терригенным отложениям среднего и верхнего девона, нижнего и среднего карбона. В южной части Юрюзано-Сылвенской впадины встречаются преимущественно в известняках артинского, реже живетского и среднекаменноугольного возраста.

Южно-Предуральская НГО площадью 28 тыс. км² соответствует Бельской впадине. Основные залежи газа и нефти сосредоточены в нижнепермских рифовых массивах. Здесь открыты Волостновское, Кинзебулатовское нефтяные, Саратовское газоконденсатное, Ишимбайское, Столяровское и другие месторождения. В южных областях Предуральского прогиба преобладают массивные приуроченные к рифам залежи УВ, пластовые сводовые и пластовые массивные, связанные с толщами облекания рифов и литологически экранированные. Массивные залежи нефти, реже газа часто встречаются в нижнепермских биогермных отложениях вдоль западной границы Бельской впадины, где установлено около 50 крупных рифовых массивов мощностью до 1000 м.

В северной части и на восточном борту Бельской впадины естественные обнажения твердых битумов встречаются в пермских, реже девонских и каменноугольных известняках.

Основные запасы нефти области сосредоточены в каменноугольных отложениях на севере территории, а газа – в нижнепермских образованиях на юге.

Общее количество открытых месторождений провинции 85. Из них 49 нефтяных, 16 газонефтяных, 20 газовых и газоконденсатных [28; 37].

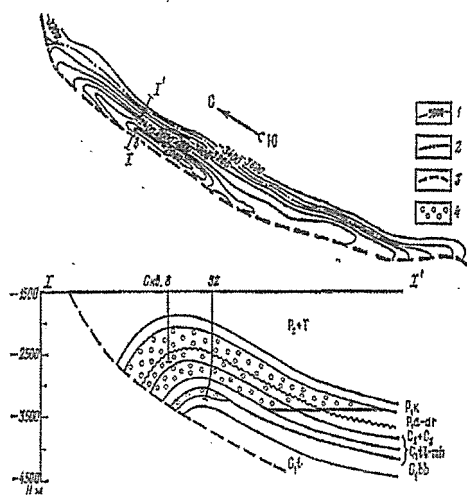


Рис. 4.5. Структурная карта и профиль Вуктыльского ГКМ (по А.Я. Кремсу, Б.Я. Вассерману и др.)

Вуктыльское газоконденсатное месторождение расположено на территории Республики Коми. Открыто в 1964 г. в Верхнепечорской впадине. Приурочено к крупной высокоамплитудной брахиантиклинали субмеридионального простирания (85х5 км) и амплитудой – 1500 м. Складка, протягивающаяся параллельно горным сооружениям Урала, характеризуется резко асимметричным строением. Западное крыло ее крутое (60-80°) и осложнено надвигом - взбросом большой амплитуды (до 1100 м), восточное - более пологое (10-25°). Амплитуда вертикального смещения около 600 м (рис. 4.5.).

В разрезе месторождения установлены две газоконденсатные залежи. Газоносны отложения нижней перми и карбона, представленные известняками, доломитами, мергелями и известковистыми аргиллитами.

Основная залежь приурочена к органогенным известнякам и образовавшимся по ним вторичным доломитам визейско-артинского возраста. Продуктивная толща мощностью около 800 м. перекрыта трещиноватыми аргиллитами верхнеартинского подъяруса и гипсово-ангидритовой толщей кунгурского возраста. Залежь массивная, сводовая, тектонически ограниченная, с нефтяной оторочкой. Глубина залегания кровли резервуара 2100 – 3300 м., ГВК, ГНК - 3316 м, ВНК - 3376 м. Карбонатный коллектор порово-трещинного и трещинно-порового типов. Общая пористость 0,1-27,3 %, проницаемость 0,01-0,235 мкм², начальное пластовое давление 34,2 МПа, t - 92°C. Начальные дебиты изменялись от 0,4 до 1,5 млн. м³/сут конденсата 0,35 кг/м³.

Отличительной особенностью Вуктыльского месторождения является аномально высокое содержание конденсата в газе (более 300 г/см³).

Особенности провинции:

1. Глубокая синклиналиная структура, имеющая крутой восточный склон и пологий платформенный западный;
2. Прогиб выполнен толщей PZ отложений (8 – 12 км) – карбонаты D, C, P.
3. В центральной зоне прогиба развиты узкие (1-2 км) и протяженные (10 – 12 км) крутые складки кинзбулатовского типа; часть из них нефтегазоносна; во внутренней зоне прогиба (восточной) развиты крупные передовые антиклинальные складки Урала.

4. Наличие соленосной кунгурской покрывки (110 – 2200 м), надсолевого и подсолевого этажей.
5. В пределах Башкирского и Оренбургского Приуралья во внешней зоне прогиба (западной) наличие узкой зоны рифогенных массивов (шириной 8 – 15 км);
6. Встречаются группами и одиночными постройками, представлены органогенными известняками сакмаро-артинского возраста; высота рифов 300-600 м; площадь – неск. кв. км.
7. Рифы выходят на поверхность, образуя возвышенности;
8. Большинство структур залегает на глубине 500 – 800 м (Башкирия), 2500 – 3000 м (Оренбург);
9. С рифогенными породами Бельской впадины связана основная промышленная нефтегазоносность прогиба;
10. Существует зональность: в южном направлении нефтяные скопления сменяются нефтяными с газовыми шапками, затем газоконденсатными.

4.3. Предкарпатская газонефтеносная провинция

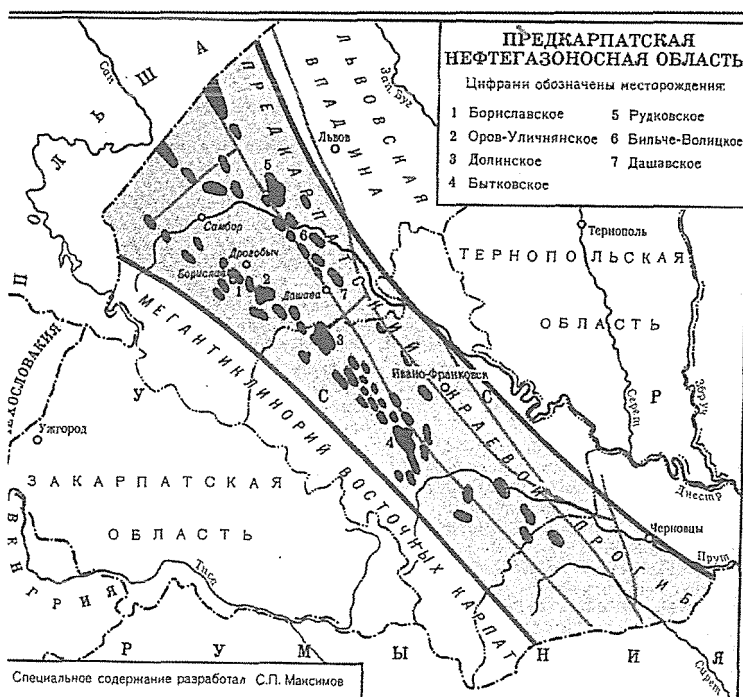


Рис.4.6.Предкарпатская нефтегазоносная провинция (по С.П. Максимо-
в, 1991 г.)

Провинция приурочена к одноименному прогибу и охватывает территорию западной Украины – старейшего района Европы по нефтедобыче (Львовская и Ивано-Франковска области).

Изученность

1893 г – Начата разработка Бориславского нефтяного месторождения.

1922 г – Открыто первое газовое скопление – Дашавское;

1924 – 1958 гг. – Газовые месторождения Прикарпатья давали почти всю добычу природного газа в стране.

1984 г. – Открытие Лопушнянского нефтяного месторождения первого в поднадвиговой зоне (приток 300м³/сут. получен из меловых отложений автохтона (основание надвига), на который надвинут аллохтон (верхняя часть надвига), состоящий и нескольких скиб.

Тектоника

Провинция охватывает юго-западную окраину Русской платформы, Предкарпатский горный прогиб и складчатую область Карпат. Основание прогиба представлено складчатыми байкальскими комплексами. Максимальные мощности отложений палеозоя - 4,5 – 5 км, мезозоя - до 4 км и кайнозоя - 8-10 км. Глубина залегания фундамента в наиболее погруженной части достигает 12 км. Промежуточные структурные этажи не выделяются.

В тектоническом строении прогиба выделяются две структурные зоны, характеризующиеся разным тектоническим строением.

Внешняя зона прогиба является областью накопления мощной толщи миоценового возраста, представленной песчано-глинистыми отложениями тортона и сармата. Отложения мезозоя перекрывают сильно дислоцированные палеозойские образования. Мощность отложений внешней зоны увеличивается с юго-востока (1200 м) на северо-запад (2000 – 4000 м). От докембрийской платформы внешняя зона прогиба отделяется системой ступенчатых сбросов, по которым отложения палеозоя и мезозоя опущены на 1500 – 2000 м.

Внутренняя зона прогиба надвинута на внешнюю. В ее пределах развит флишевый комплекс верхнего мела и палеогена, а также молассы миоцена (рис. 4.6.). Породы зоны значительно дислоцированы и интенсивно смяты в опрокинутые антиклинальные складки, разорванные надвигами. Северо-восточные крылья складок крутые.

Складчатые Карпаты объединяют четыре крупные тектонические зоны, надвинутые друг на друга. Большинство нефтяных месторождений приурочено к скибовой зоне (чешуйчатой) Карпат, занимающей крайнее северо-восточное положение. Доля морских отложений в разрезе – 65 % из них 35% карбонаты. Для провинции характерно широкое развитие тектонических покровов, интенсивная соленосная тектоника.

Развиты залежи экранированные сбросами, со стратиграфическими экранами, встречаются ловушки неантиклинального типа.

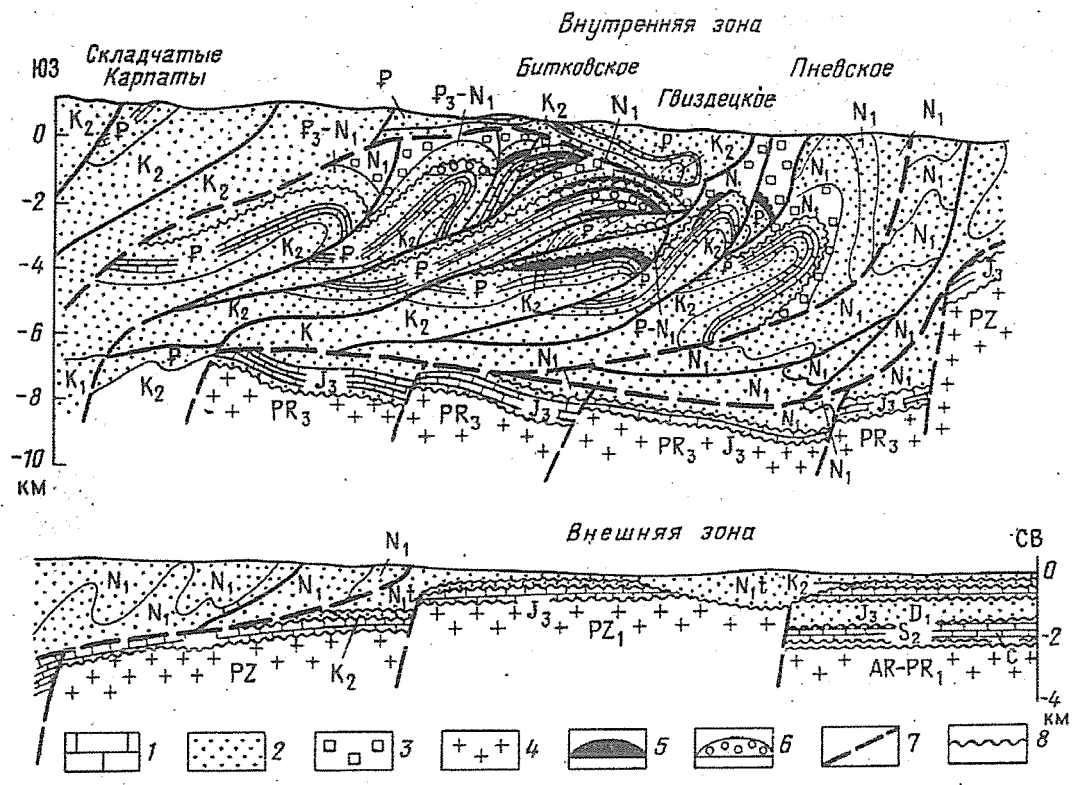


Рис.4.7. Поперечный геологический разрез Предкарпатской нефтегазоносной провинции через Битковскую группу месторождений (по В.М. Угробину, Д.И.Кульчинскому).

Комплексы: 1 – карбонатный; 2 – терригенный; 3 – эвапоритовый; 4 – фундамент; 5 – залежи нефти; 6 – залежи газа; 7 – разрывные нарушения; 8 – региональные несогласия

Покровы: верхнеэоценовая глинистая толща, нижнемиоценовые глинистые соленосные отложения; глины и эвапориты нижнего миоцена.

Нефтегазоносность

Характерной особенностью нефтегазоносности провинции является территориальное распределение нефтяных и газовых месторождений, которые группируются в две нефтегазоносные области: Прикарпатская ГО – внешняя зона прогиба и Восточно-Карпатская НО – отвечающая внутренней зоне.

Прикарпатская ГО – находится во внешней зоне прогиба, граничащей с Русской платформой. Осадочный комплекс представлен песчано-карбонатными отложениями юры, мела, молассами миоцена, мощностью 4500 м и выше.

Отложения миоцена и мезозоя внешней зоны разбиты продольными и поперечными нарушениями на крупные блоки и характеризуются пологим монокли-нальным залеганием; отмечено присутствие невысоких брахиантиклинальных складок северо-западного простирания, к которым и приурочены основные газовые скопления.

Регионально газоносны неогеновые, меловые, юрские комплексы. Залежи газа связаны с песчаными коллекторами миоценового и мелового возраста (мощность пластов 10 – 50 м). В верхней юре продуктивны известняки, залежи сводовые и литологические с массивным типом резервуара.

Месторождение Рудки (рис. 4.8.) расположено севернее г. Дрогобыч. Скважинами вскрыты отложения неогена, юры и палеозоя. Месторождения приурочено к брахиантиклинали, нарушенной сбросом в нижней части разреза. Газоносны трещиноватые и кавернозные известняки верхней юры и кварцевые песчаники миоцена. В юрских породах залежи массивного типа. В песчаных отложениях в верхней части разреза миоцена установлено пять продуктивных пластов в интервале глубин 442 – 708 м.

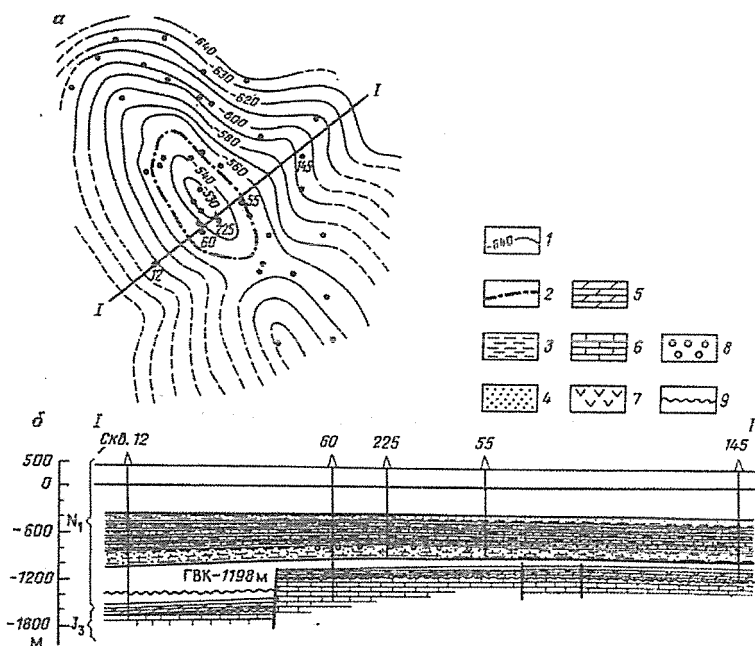


Рис. 4.8. Месторождение Рудки (по Е.В. Соленецкому, М.Н. Бецко, А.И. Ткачуку)

а) структурная карта по кровле пласта Ша верхнего миоцена; б) геологический разрез: 1 – изогипсы, м; 2 – контур газоносности; 3 – глины; 4 – песчаники; 5 – мергели; 6 – известняки; 7 – гипсы; 8 – газ; 9 – поверхность несогласия

Предкарпатская НО отвечает внутренней зоне Предкарпатского прогиба. Разрез представлен молассами неогена и флишевым комплексом палеогена и мела. Породы сильно дислоцированы и смяты в складки, разбитые многочисленными тектоническими нарушениями и опрокинутыми на сев-восток. Установлено около 4-х ярусов складок, линейно вытянутых в северо-западном направлении и надвинутых одна на другую. К верхнему ярусу складок приурочены нефтяные залежи большинства скоплений. Ко второму ярусу приурочены скопления газоконденсата.

Регионально продуктивны отложения палеогена. В качестве нефтепроизводящей рассматривается менилитовая свита.

Месторождение Бориславское (рис. 4.9.) расположено в переходной части скибовой зоны Карпат во внутреннюю зону Предкарпатского прогиба и отличается исключительно сложным строением. Собственно Бориславская глубинная складка опрокинута на северо-восток, ее пологое юго-западное крыло погружается под породы скибовой зоны Карпат. Северо-восточное крыло складки подвернуто и срезано надвигом. Бориславская антиклиналь серией сбросов разбита на ряд блоков. Ниже ее прослеживается еще две структуры – Бориславский поднадвиг и Бориславская поднадвиговая складка. Залежи нефти на месторождении установлены в большом диапазоне неогеновых и палеогеновых отложений.

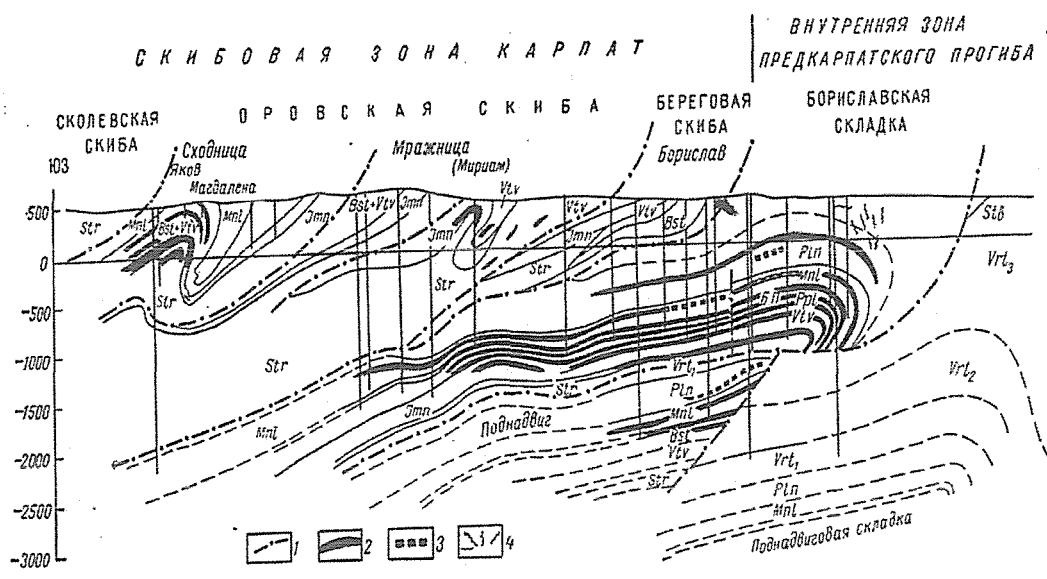


Рис. 4.9. Поперечный геологический разрез Бориславского месторождения нефти (по В.В. Глушко, Р.М. Новосилецкому)

1 – надвиги; 2 – нефть; 3 – газ; 4 – озокерит.

Особенности провинции

1. Наличие скибовой (чешуйчатой зоны).
2. Во внутренней зоне Предкарпатского прогиба выявленные месторождения многопластовые, приурочены к узким, протяженным, надвинутым антиклинальным: складкам, как правило, нарушенным поперечными сбросо-сдвигами. Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные, литологически-ограничен-

ные. Основной объем всех разведанных запасов связан с палеогеновыми отложениями.

3. Во внешней зоне прогиба часть месторождений приурочена к антиклинальным складкам, осложненным разрывными нарушениями. Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные, литологически ограниченные, возможны рифовые залежи. Другая часть месторождений связана с эрозионными выступами юрских и верхнемеловых пород, несогласно перекрытых кайнозойскими отложениями. Залежи обычно стратиграфические, массивно-пластовые, структурно-литологические.

Вопросы для самоконтроля:

1. Каковы типы тектонических структур, к которым приурочены нефтегазоносные провинции переходных территорий?
2. Какие общие особенности геологического строения и нефтегазоносности имеют указанные территории?
3. В какой провинции широко распространены надвиговые структуры?
4. В пределах каких провинций месторождения УВ приурочены к карбонатным рифогенным постройкам?
5. Какие типы месторождений характерны для рассмотренных провинций переходных территорий?
6. Каков стратиграфический диапазон нефтегазоносности рассмотренных провинций?
7. Какова зональность в расположении нефтяных и газовых месторождений при различном возрасте вмещающих пород во внутренней и внешних зонах Предкарпатского краевого прогиба?
8. Каково значение соленосной толщи кунгура в распределении месторождений Предуральской провинции?
9. Охарактеризуйте геологический разрез Предверхоянского прогиба. Какие типы залежей встречаются в пределах прогиба?

5.1. Дальневосточная (Охотская) нефтегазоносная провинция

Дальневосточная нефтегазодобывающая провинция включает ряд крупных нефтегазодобывающих провинций, перспективных в нефтегазодобывающем отношении провинций и областей, самостоятельных нефтегазодобывающих областей и районов на всей территории Дальнего Востока и прилегающих акваторий, в том числе

Охотская НПП включает акватории Охотского, частично Японского морей и примыкающие к ним земли Сахалинской, Магаданской и Камчатской областей.

площадь перспективных земель провинции составляет 730 тыс. км², в том числе 640 тыс. км² на акваториях.

Границы:

на северо-западе – ограничена Восточно-Азиатским вулканогенным поясом;

на востоке – границей является кайнозойская складчатая Камчатско-Курильская система;

на юге – граничит с Курильской геосинклинальной котловиной; на акватории Японского моря, граница провинции условно проведена по поднятию Яма-то.

на западе - ограничением провинции являются Сихотэ-Алиньский и Охотско-Чукотский мезозойские вулканогенные пояса.

Изученность:

Это старейший район нефтегазодобычи, в котором многочисленные выходы нефти и газа на поверхность в северо-восточной части острова издавна привлекали внимание геологов-нефтяников.

В 1889 г. организована первая геологическая экспедиция во главе с горным инженером Л.Ф. Бацевичем.

В 1892 г. – Зотовым и горным техником Масленниковым пробурены две скв. до глубин 96 и 137м, с незначительными признаками нефти и газа.

В 1919 г. – японцы приступают к бурению разведочных скважин.

В 1923 г. – получена промышленная нефть на Охинском месторождении.

В 1935 г. – в эксплуатацию вводится месторождение Катангли.

К 1955г эксплуатируется Охинское месторождение, Катангли, Восточное и Западное Эхаби.

На сегодняшний день ведутся активные геологоразведочные работы на шельфе о-ва Сахалин.

Остров Сахалин, площадью - 76,4 тыс. км² является единственным нефтедобывающим районом Дальнего Востока. Запасы нефти сложные, заключены в многочисленных, но небольших по объему месторождениях и залежах. Начальные извлекаемые запасы нефти открытых островных месторождений составляют 154 млн. тонн, из которых 99 млн. тонн или 64% уже добыты. В разработку вовлечено 24 месторождения. В них сосредоточен 91% разведанных запасов нефти.

На протяжении более чем 70 лет разработки ежегодная добыча не превышала 2,5-2,8 млн. тонн. Перелом состояния сырьевой базы нефти острова Сахалин связан с открытием морских месторождений (Одопту-море, Чайво, Лунского, Пильтун-Астохского, Аркутун-Дагинского). Они разведаны на северо-восточном шельфе острова в пределах глубин моря до 50 метров. По сравнению с месторождениями суши их отличают большие размеры, более благоприятное тектоническое строение и более высокая концентрация запасов. В двух крупнейших месторождениях (Аркутун-Дагинском и Пильтун-Астохском) сосредоточено 73,5% извлекаемых запасов нефти шельфа [37].

В тектоническом отношении о-в Сахалин представляет собой мегантиклинорий субмеридионального простирания, который включает Восточно-Сахалинский и Западно-Сахалинский антиклинорий и разделяющий их Централь-но-Сахалинский синклинорий (рис. 5.2.).

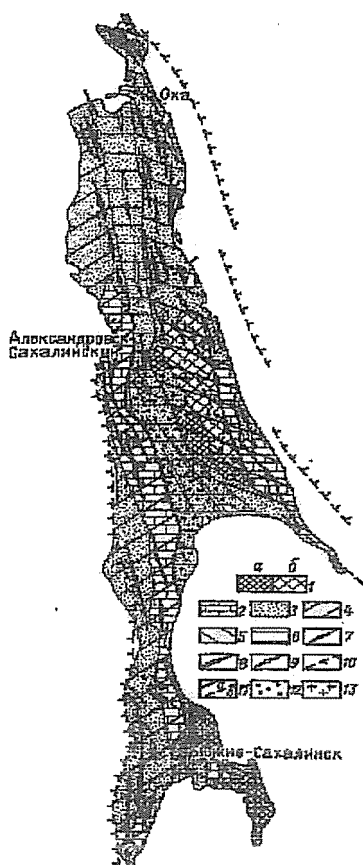


Рис. 5.2. Тектоническая схема о-ва Сахалин (по С. Н. Алексейчику, С. Д. Гальцеву-Безюку, В. С. Ковальчуку, 1976г.)

Условные обозначения: 1- консолидированный комплекс палеозойских и мезозойских (доверхнемеловых) пород нижнего структурного яруса, переработанный кайнозойской складчатостью;

а — преимущественно палеозойские образования, б — преимущественно мезозойские (доверхнемеловые) образования;

2 - комплекс пород среднего структурного яруса (верхний мел), слабо переработанный кайнозойской складчатостью;

3 - кайнозойды (верхний структурный ярус);

4 - Западно-Сахалинский антиклинорий;

5 - Восточно-Сахалинский антиклинорий;

6 - Центральносакхалинский синклинорий;

7 - основные антиклинальные зоны;

8 - антиклинальные поднятия типа структурных «носов»;

9 - основные синклинальные зоны;

10 - глубинные разломы;

11- разрывы: а - установленные, б - предполагаемые;

12- наложенные кайнозойские впадины с относительно неглубоким залеганием консолидированных пород;

13 - срединные массивы кайнозойской складчатости

Основные тектонические элементы: Западно-Охотский, Северо-Охотский, Шелиховский и Охотско-Западно-Камчатский прогибы; Южно-Охотская впадина, Дерюгинский, Татарский прогибы, Сахалинский мегантиклинорий.

Фундамент провинции гетерогенен. Предполагается, что глубина его погружения максимальна в Восточно-Сахалинском, Западно-Сахалинском, Охотско-Колпаковском прогибах (9000 - 10000 м), на поднятиях она составляет 1000 - 2000 м и менее. В строении осадочного чехла принимают участие геосинклинальные, орогенные, рифтовые, эпиплатформенные формации, сложенные терригенными и вулканогенно-осадочными образованиями позднемелового, палеогенового, неогенового и плиоцен-четвертичного возрастов.

В пределах Камчатской и Хоккайдо-Сахалинской кайнозойских складчатых систем и Охотской ветви мезозойских осадочные образования концентрируются преимущественно в отрицательных структурах и практически отсутствуют на крупных поднятиях. На суше наиболее обширные области развития осадочной толщи приурочены к западному побережью Камчатки и северной части Сахалина.

По геофизическим и геологическим данным в их пределах предполагаются крупные осадочные бассейны, выполненные преимущественно терригенными, реже кремнисто-вулканогенными породами суммарной толщиной 5000 - 8000 м (Гольгинский прогиб и др.) палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов.

Нефтегазоносность

В провинции открыто 72 месторождения нефти и газа, из них 60 на о-ве Сахалин, 8 на присахалинском шельфе и 4 на п-ове Камчатка. Добыча нефти (с 1928 г.) и газа (с 1956 г.) ведется только на о-ве Сахалин (рис. 5.3.).

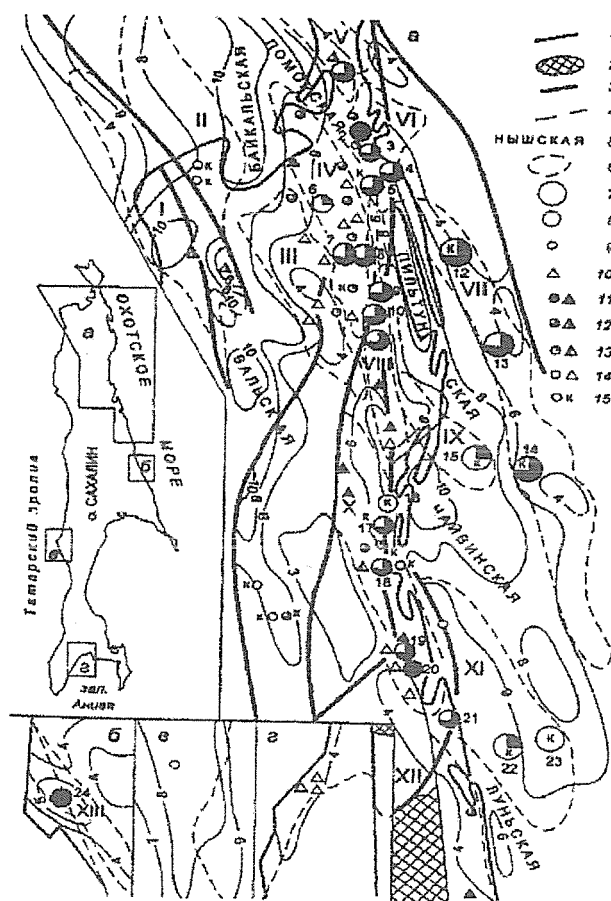


Рис. 5.3. Схема размещения месторождений нефти и газа:

крупные (более 100млн.т):

- 12 — Одопту-море,
- 13 — Пильтун-Астохское,
- 14 — Аркутун-Дагинское,
- 15 — Чайво,
- 22 — Лунское,
- 23 — Киринское;

относительно крупные (10 — 100):

- 1 — Колендо, 2 — Оха, 3 — Эхаби,
- 4 — Восточное Эхаби, 5 — Тунгор,
- 6 — Волчинка, 7 — Западное Сабо,
- 8 — Сабо, 11 — Паромай, 18 — Монги, 20 — Катангли, 24 — Окружное;

11 — 15 — типы месторождений по фазовому составу:

- 11 — нефтяные, 12 — газонефтяные,
- 13 — нефтегазовые, 14 — газовые, 15 — газоконденсатные

Месторождения Сахалина в основном приурочены к ловушкам структурного типа. Наиболее широко развиты месторождения, связанные с антиклинальными складками с нарушенными сводами (Охинское, Узловое, Сабинское и др.). Ограниченное распространение имеют месторождения, связанные с антиклинальными и брахиантиклинальными складками с ненарушенными сводами (Прибрежное)

и месторождения, приуроченные к моноклиналям (Северное Колендо). Большая часть залежей пластовые с эффективной мощностью 5 - 25 м, иногда до 50 - 60 м с открытой пористостью 13-20%.

Месторождения на шельфе отличаются большими запасами и более благоприятными условиями разработки (Лунское, Пильтун-Астохское, Аркутун-Дагинское, Одопту-море и др.). В море острее стоят проблемы экологии. С дальнейшим развитием морских работ связываются основные перспективы расширения сырьевой базы.

Подавляющее большинство залежей осложнено разрывными нарушениями, литологическим выклиниванием, стратиграфическим срезанием. Основные запасы нефти 84% приурочены к глубинам 0 - 2 км, газа - 1- 3 км, газоконденсата (90%) - 2 - 3 км (рис. 5.4.) [37].

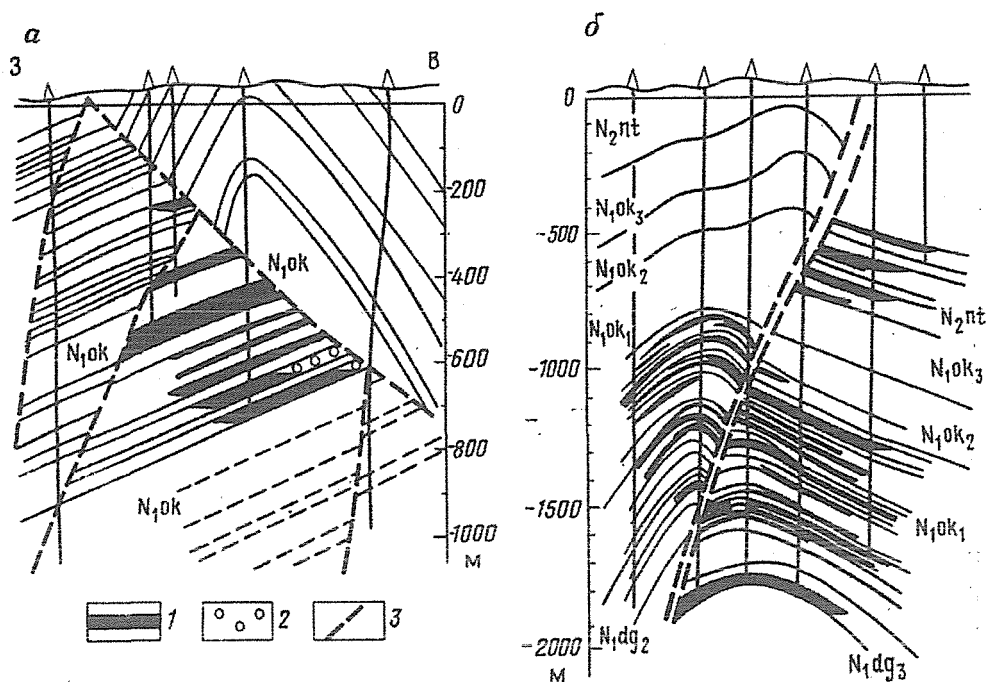


Рис. 5. 4. Типы месторождений и залежей УВ о-ва Сахалин

Месторождения: а) – Паромайское, б) Восточное Эхаби. 1 – нефть; 2 – газ; 3 – разрывные нарушения; свиты: N₁dg – дагинская, N₁ok – окобыкайская, N₂ nt – нутовская.

По современным представлениям о геологическом строении и условиях формирования и размещения месторождений нефти и газа в пределах Охотской НГП выделяются 8 нефтегазоносных областей, из которых половина - Северо-Восточно-Сахалинская, Южно-Сахалинская, Западно-Сахалинская и Западно-Камчатская — характеризуются доказанной нефтегазоносностью, а остальные - Ульяновско-Мареканская, Северо-Охотская, Центрально-Охотская и Южно-Охотская - предполагаемой (табл. 5.1.).

Для всех областей характерны общие, возможно нефтегазоносные, и нефтегазоносные комплексы. Первые приурочены к меловым и палеогеновым отложениям, ко вторым относятся даехуринский (нижний миоцен), уйнинско-дагинский (средний миоцен) и окобыкайско-нутовский (средний миоцен-плиоцен) комплексы. Все они сложены, в основном, терригенными породами. Основными НГК являются Уйнинско-Дагинский и Окобыкайско-Нутовский. Уйнинско-Дагинский НГК - главный объект поисково-разведочных работ на Северном Сахалине.

Проекты о-ва Сахалин

В течение последних 20 лет к северо-востоку от острова открыто несколько крупных залежей УВ (в 1977 году месторождение Одопту, в 1979 году - Чайво, в 1984 году - Лунское, в 1986 году - Пильтун-Астохское, в 1989 году - Аркутун-Дагинское) (рис. 5.5.). Суммарные запасы Сахалинского шельфа, по предварительным подсчетам, оцениваются в 4 млрд. тонн нефти.

Проект "Сахалин-1". Проектом предусмотрена разработка месторождений Чайво, Одопту и Аркутун-Даги, расположенных в 7-50 км от северо-восточного побережья о-ва Сахалин. Глубина моря 20-50 метров. Месторождения являются многопластовыми с нефтегазоконденсатными, газовыми и газоконденсатными залежами на глубинах от 1200 до 2900 метров. Первая скважина, давшая нефть, была пробурена "Сахалинморнефтегазом" на Аркутун-Даги в 1989 году.

Проект "Сахалин-2". Проект предусматривает освоение нефтегазовых месторождений Лунское и Пильтун-Астохское. Месторождения расположены в Охотском море (13-

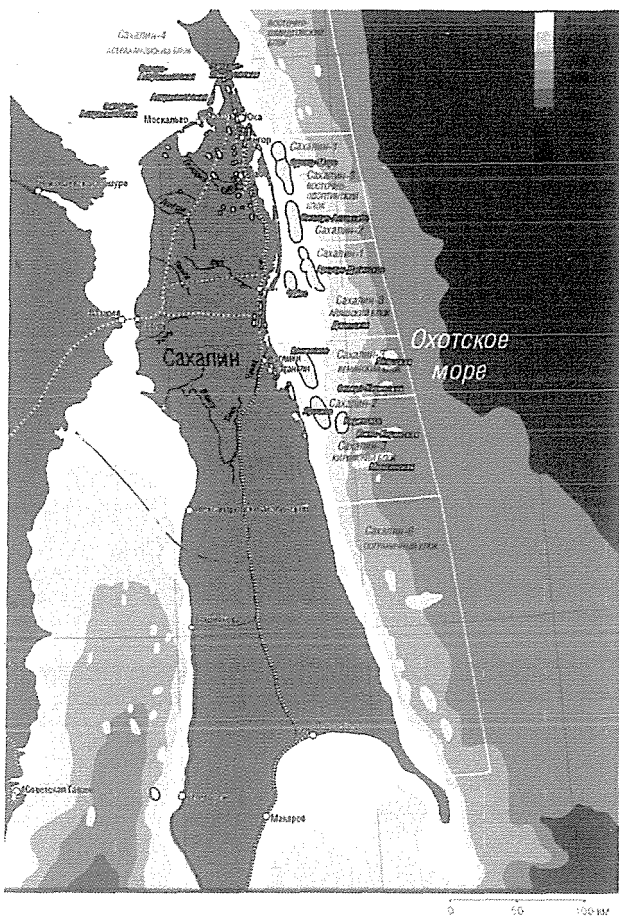


Рис.5.5. «Сахалин-1» месторождения: Чайво, Одопту и Аркутун-Даги (Участники проекта: «Еххон Мобил» (30%), «СОДЕКО» (30%); «Роснефть» (20%)); «Сахалин-2» - месторождения: Пильтун-Астохское и Лунское (Компания «Shell»); «Сахалин-3»- 4 блока: Киринский, Венинский, Айяшский и Восточно-Одоптинский («Роснефть»); «Сахалин-4» Астрахановский и Шмидтовский блоки.

16 км от берега). Суммарные запасы нефти и газа Пильтун-Астохского и Лунского месторождений составляют 140 млн. тонн и 408 млрд. кубометров.

Проект "Сахалин-3". Проект предусматривает разработку Киринского (находится в 50 км от берега, глубина моря - 150 м), Аяшского и Восточно-Одоптинского блоков. Прогнозные запасы блоков: *Киринский - 6878 млн. тонн нефти и 873 млрд. кубометров газа; Аяшский - 330 млн. тонн нефти; Восточно-Одоптинский - 250 млн. тонн нефтяного эквивалента.*

Проект "Сахалин-4". Разработка Астрахановской морской структуры, прогнозные извлекаемые запасы газа - 90 млрд. кубометров.

Проект "Сахалин-5". Разработка перспективного нефтеносного блока на северной части шельфа Сахалина в районе поселка Рыбновск (Восточно-Шмидтовский блок). Прогнозные извлекаемые запасы нефти составляют 600 млн. тонн нефти и 600 млрд. куб. метров газа. Предполагаемый год начала промышленной добычи сырья - 2010, максимальный годовой уровень добычи нефти - 35,5 млн. тонн, газа 34,2 млрд. куб. метров.

Особенности провинции:

- 1. Мощность коллекторов до 90 м, при пористости 20 – 25 %; Месторождения, гл. образом, многопластовые; большинство локальных складок имеют асимметричное строение (крутые восточные и пологие западные крылья); характерна сильная тектоническая раздробленность и многочисленные разрывные нарушения;*
- 2. Основные запасы нефти приурочены к глубинам 0 – 2 км; газа – 1-3 км; газоконденсата (90%) – 2-3 км.*
- 3. Выделяется три структурных этажа: нижний структурный этаж (PZ-K1) характеризуется крутыми субмеридиональными и северо-западными складками с большим количеством сбросов северо-западного простирания. Средний структурный этаж (K2) - характеризуется более спокойными складками субмеридионального направления. Верхний структурный этаж - (KZ) отложения залегают несогласно с нижележащим MZ комплексом.*
- 4. Разрез в основном представлен терригенными отложениями.*
- 5. Месторождения Сахалина в основном приурочены к ловушкам структурного типа. Наиболее широко развиты месторождения, связанные с антиклинальными складками с нарушенными сводами (Охинское, Узловое, Сабинское, Катанглинское и др.). Ограниченное распространение имеют месторождения связанные с антиклинальными и брахиантиклинальными складками с ненарушенными сводами (Прибрежное, Тунгорское и др.) и месторождения, приуроченные к моноклиналям (Паромайское, Северное Колендо). Большая часть залежей пластовые с эф-*

фактивной мощностью 5- 25 м, иногда до 50 -60 м с открытой пористостью 13-20%.

6. Месторождения главным образом многопластовые; большинство локальных складок имеют асимметричное строение (крутые восточные и более пологие западные крылья) и характеризуются сильной тектонической раздробленностью и многочисленными разрывными нарушениями; залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически-экранированные;
7. Основная продуктивность связана с породами окобыкайской, дагинской и нутовской свит.

Перспективные территории Дальнего Востока

В пределах Дальневосточной части страны наибольшими перспективами обладают крупные территории и участки шельфа, ряд самостоятельных (не входящих в провинции или области) перспективных нефтегазоносных районов (группа дальневосточных впадин уже вовлеченных в сферу геологоразведочных работ, но еще не имеющих обоснованной количественной оценки).

Самостоятельный перспективный объект представляют впадины и прогибы на юге Дальнего Востока: Зее-Буреинская, Среднеамурская, Ханкайская и другие. Они находятся в области распространения мезозойской складчатости, имеют мезокайнозойский осадочный чехол, включающий отложения континентального и морского генезиса. Впадины различны по строению, размерам, условиям формирования [37].

5.2. Южно-Каспийская нефтегазоносная провинция

Южно-Каспийская провинция объединяет в своем составе акваторию южного Каспия и сопредельные районы суши: Западно-Туркменскую низменность на востоке, Куринскую впадину на западе и юго-восточное погружение Большого Кавказа на северо-западе. Площадь провинции составляет 260 тыс. кв. км., длина – 900 км, ширина – 400 км. (рис. 5.5.). Включает в себя две нефтегазоносные субпровинции: Закавказскую и Западно-Туркменскую.

Границы:

северо-восточная – горно-складчатые сооружения Куба-Дага и Большого Балхана;

восточная – Малый Балхан и западные отроги Копетдага;

южная – обрамления Аладаг-Эльбургская, Малокавказская складчатые системы;

Табл. 5.1. Характеристика нефтегазоносных областей и районов Дальневосточной (Охотской) НГП

Провинция	НГО	Площадь	Тектонический элемент	Основные продуктивные комплексы	Особенности залежей
Охотская НГП	<u>Северо-Восточно-Сахалинская НГО</u>	67 тыс. км ² (из них 24 тыс. км ² на суше) является наиболее изученной частью Охотской НГП		три РНГК: нижнемиоценовый (даехуринский) НГК терригенный, кремнисто-глинистый толщиной до 1500 м.; нижне-среднемиоценовый (уйнинско-дагинский) НГК терригенный угленосный толщиной до 3000 м.; средне-верхнемиоценовый (окобыкайско-нутовский) НГК терригенный угленосный толщиной до 7000 м. С дальнейшим развитием морских работ связываются основные перспективы расширения сырьевой базы в рассматриваемой НГО.	Среди месторождений преобладают многопластовые с залежами сводового типа и элементами тектонического и литологического экранирования. Глубина залежей меняется от 50 до 3300 м. Основные месторождения на суше (Окружное, Восточно-Дагинское, Восточно-Эхабинское, Охинское, Эхабинское, Эрри, Тунгорское, Колендинское, Паромайское, Шхунное, Некрасовское, Западно-Сабинское, Восточное Эхаби и др.) в значительной степени выработаны. Месторождения на шельфе отличаются большими запасами и более благоприятными условиями разработки (Лунское, Пильтун-Астохское, Аркутун-Дагинское, Одопту-море и др.
	<u>Южно-Сахалинская НГО</u>	47,5 тыс. км ² (в том числе перспективная площадь суши — 4 тыс. км ²)	НГО приурочена к Макаровскому прогибу с мощностью КЗ осадочного чехла 6 — 7 км и расположенному к востоку Владимирскому прогибу с мощностью осадоч-	Ресурсы углеводородов связаны, в основном, с окобыкайско-нута-вским НГК. Общий потенциал НГО оценивается невысоко.	Открыты три небольших месторождения газа: Восточно-Луговское, Южно-Лутовское и Золоторыбинское.

Западно-Сахалинская НГО

135 тыс. км²
(перспективная площадь акватории в пределах шельфа о. Сахалин составляет 23,6 тыс. км²)

ных, отложений до 3 — 4 км. в субаквальной части приурочена к Западно-Сахалинскому прогибу, охватывающему акваторию Татарского пролива, Амурского лимана и смежные районы Северо-Западного Сахалина.

Большая часть начальных суммарных ресурсов УВ отнесена к нутовско-Окобькайскому НТК и уйнинско-дагинскому комплексам. Около 74% начальных суммарных ресурсов составляют нефть и конденсат. В целом на долю Западно-Сахалинской НГО приходится лишь около 8% начальных суммарных ресурсов УВ Сахалинского шельфа. В пределах НГО основные УВ приурочены к глубинам до 3 км.

Высокая степень эродированности отложений на островной части области, неблагоприятный для аккумуляции литофациальный состав неогеновых отложений и на большей части площади области высокая степень литификации палеогеновых и верхнемеловых отложений, значительно снижает перспективы нефтегазоносности области.

Западно-Камчатская НГО

70 тыс. км²

прогибы западного побережья п-ова Камчатка и прилегающей акватории (Западно-Камчатский, Охотско-Колпаковский и др.

Основная часть прогнозных ресурсов нефти и газа приурочена к неогеновым и палеогеновым отложениям. Перспективы нефтегазоносности связываются (в порядке убывания) с неогеновыми, палеогеновыми и верхнемеловыми комплексами.

На суше открыто четыре небольших по запасам газоконденсатных месторождения (Кшукское и др.) на глубине 1200 — 1600 м, приуроченных к нижнемиоценовому и средне-верхнемиоценовому комплексам; газопроявления отмечены в отложениях эоцена и верхнего мела.

Ульянско-Мареканская, Северо-Охотская, Центрально-Охотская и Южно-Охотская перспективные нефтегазоносные области выделены в акватории Охотского моря и на прилегающих участках суши по аналогии с областями доказанной нефтегазоносности

северо-западная и западная – мегантиклинорий Большого Кавказа;
северная – Апшероно-Челекенский порог в море.

5.2.1. Закавказская нефтегазоносная субпровинция

Провинция занимает территорию Азербайджана, Грузии, шельфа Каспийского и Черного морей. В тектоническом отношении приурочена к межгорному прогибу, расположенному между горами Большого и Малого Кавказа и Южно-Каспийской впадины (рис. 5.5.).

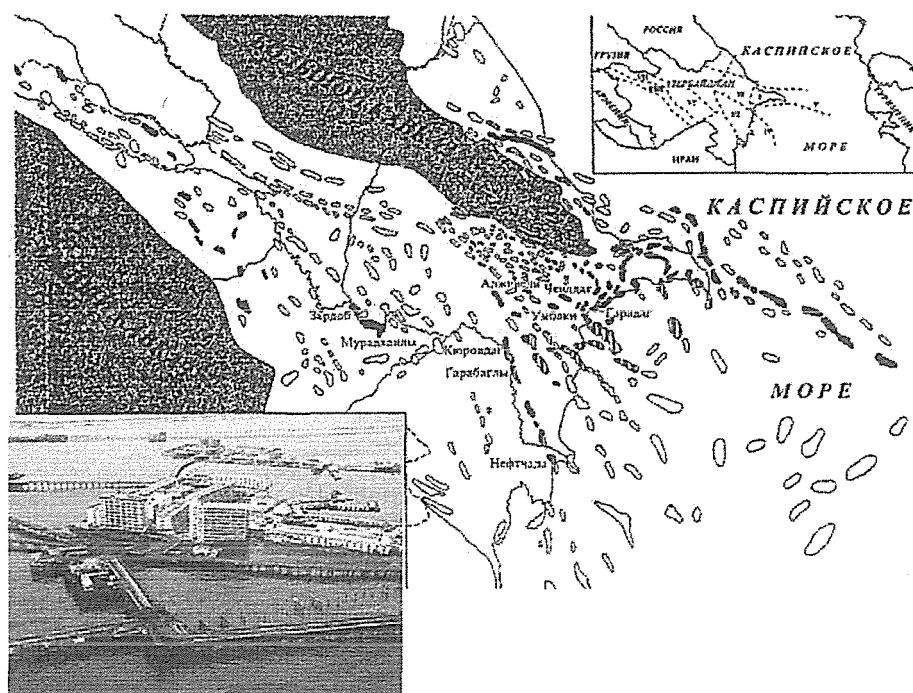


Рис. 5.5. Схема расположения нефтегазоносных и антиклинальных структур Южно-Каспийской мегавпадины (по И.С. Гулиеву и др., 2000 г.):

1 — антиклинальные структуры; месторождения: 2 — нефтяные, 3 — газовые, 4 — нефтегазовые, 5 — нефтегазоконденсатные; НГР: I — Апшеронский, II — Шемахино-Кобыстанский, III — Нижнекуруинский, IV — Бакинское архипелага, V — Апшеронского архипелага, VI — Евлах-Агджабединский, VII — междуречья Куры и Габырры, VIII — Гянджинский

Изученность

Закавказье один из старейших нефтедобывающих регионов мира. Выходы горючих газов («священные огни») в этой местности известны в глубокой древности. В VI веке до н.э. всегда горящие факелы, вызванные поверхностными выходами нефти и многочисленными грязевыми вулканами, часто загоравшимися при извер-

жении на огромной территории Апшеронского полуострова и окрестностях Баку, способствовали возникновению культа огнепоклонников.

Для добывания «масла Земли» рыли шурфы и колодцы. Через годы для улучшения качества нефтепродуктов был построен один из первых в мире нефтеперерабатывающий завод.

В 1901 г. на Апшеронском полуострове в Бакинском районе Азербайджана было добыто 10 млн. т нефти, что составило 95 % всей нефти, добытой в России и половину мировой добычи. Основная доля добытой нефти приходилась на месторождения Биби-Эйбат — одно из первых крупнейших месторождений нефти в мире и Балаханы-Сабунчи-Романы, промышленная разработка которых осуществлялась с середины второй половины XIX в. Остальную часть добычи обеспечивали нефтяные месторождения Северного Предкавказья: Грозненские и Михайловские. В течение многих лет (до 1950 г.) Азербайджан занимал первое место по добыче нефти в России и СССР.

Впервые в России здесь были начаты поисковые работы и разработка морских месторождений в акватории Каспия.

Геологическое строение

В строении провинции принимают участие магматические, метаморфические и осадочные породы от докембрийских до современных. По составу метаморфизованности и дислоцированности они подразделяются на три структурных комплекса: байкальский, герцинский и альпийский.

Кристаллический фундамент байкальского возраста выступает на поверхность на отдельных участках Малого Кавказа и в некоторых частях южного склона Большого Кавказа, сложен сильно метаморфизованными кристаллическими породами докембрия и кембрия. Фундамент залегает в среднем на глубине 4000 — 6000 м. По бортам Верхнекуринской впадины в неоген-палеогеновых отложениях развиты крупные вытянутые и узкие с крутыми крыльями складки, разорванные и опрокинутые к югу. В отдельных случаях породы залегают почти вертикально.

Герцинский комплекс развит за пределами провинции. Альпийский структурный комплекс, с которым связана промышленная нефтегазоносность территории, содержит мощные осадочные отложения мезозойского, палеогенового, неогенового и антропогенного возраста. Комплекс имеет мощности от 3000 до 9000 м. Мощность MZ = 13 км; KZ = 12,7 км (эоцен — 1460 м; олигоцен-миоцен — 3850 м; понт — 700 м; плиоцен — 3500 м; акчагыл — 1200; Апшерон — 2000 м). 2 структурных подэтажа: MZ — миоценовый (субшироотно ориентированные структуры — флиш); плиоцен-антропогенный (субмеридиональная ориентация) — грубая моласса. Доля морских отложений — 80 — 90 %, в которых на долю карбонатов приходится не более 3-10 %.

Тектонические элементы провинции: Апшеронский периклинальный прогиб, юго-восточное погружение мегантиклинория Большого Кавказа, Куринская

межгорная впадина, Рионская впадина, юго-восточное погружение мегантиклинория Малого Кавказа, Прибалханская зона поднятий, Южно-Каспийская глубоко-водная геосинклинальная впадина, сложно построенный Шемахино-Кобыстанский синклиорий. Они в свою очередь подразделяются на отдельные тектонические зоны, соответствующие крупным антиклинориям и сопряженным с ними глубоким синклиориям.

Нефтегазоносность

В субпровинции выявлено около 75 месторождений нефти и газа. Наибольшее количество открытых месторождений нефти и газа Азербайджана сконцентрировано на Апшеронском полуострове, Апшеронском архипелаге и в Нижнекуринской впадине» где продуктивны отложения мела, палеогена и неогена.

Почти все месторождения Азербайджана многопластовые. Основные залежи нефти и газа в восточной части Закавказской провинции приурочены к плиоценовым отложениям. Большинство залежей относится к тектонически экранированным, часто осложнены диапиризмом. В Апшеронской НГО выявлены залежи висячего типа (Сураханское месторождение).

Для восточной части Закавказья характерна приуроченность залежей нефти к интервалу глубин 1-3 км. Основные разведанные ресурсы газа выявлены глубже, в интервале глубин 3 - 5 км.

Промышленно нефтегазоносны мезо-кайнозойские отложения. В их разрезе установлены НГК: верхнемеловой, палеогеновый, миоценовый, среднеплиоценовый и верхнеплиоценовый. Подавляющая часть разведанных запасов нефти и газа провинции связана со среднеплиоценовым комплексом.

Нефтегазоносность Грузии связана с палеоген-неогеновыми отложениями. Нефтегазоносные области Грузии приурочены к Рионской межгорной впадине и западному окончанию Куринской впадины. Выявленные месторождения нефти и газа Самгори-Патардзеули, Телети и др. приурочены к палеоген-неогеновым отложениям.

В Закавказской НГП выделяют 8 НГО: Апшеронскую, Бакинского архипелага, Шемахино-Кобыстанскую, Нижнекуринскую, Кюрдамирскую, Куринскую, Картлийскую (Верхнекуринскую), Рионскую.

Меловой НГК мощностью до 1800 м в Рионской НГО представлен карбонатно-хемогенной толщей. На территории Среднекуринской впадины вскрыты терригенно-карбонатные и вулканогенно-эффузивные отложения. Перспективный комплекс на большей части провинции.

Палеогеновый (палеоцен-майкопский) НГК мощностью до 360 м (в Рионской НГО и Картлийской НГО от 1600 до 4500 м) представлен терригенно-карбонатной толщей с туфами и базальтовыми покровами в западной части провинции. Открыты нефтяные и газовые залежи в Куринской НГО (Нафталанское и др.), Картлийской НГО (Самгори-Патардзеули, Ниноцминда, Телети и др.) месторождения в междуречье Куры и Иоры (месторождения Тарсадалляр, Гюрзундаг).

Миоценовый (нижнемиоценовый-понтический) НГК мощностью 350 - 600 м (в Рионской НГО и Картлийской НГО от 1000 до 6000 м) сложен песчано-глинисто-алевролитовой толщей. Выявлены нефтяные и газовые залежи в Куринской НГО (Аджидере, Казанбулакское и др.), Шемахино-Кобыстанской НГО (Утальги, Анартидр.), Рионской НГО (Западный Чаладиди, Супса-Омпаре-ти и др.), Картлийской НГО (Сацхеписи, Мирзаани, Тарибани, Телети и др. месторождения).

Среднеплиоценовый НГК мощностью 1360 - 4060 м представлен терригенно-карбонатным комплексом пород. На территории Азербайджана носит название «продуктивной толщи», в которую входят (сверху вниз): сураханская (мощностью 300 - 1300м); сабунчинская (400 - 500 м); балаханская (300 - 950 м); «перерыва» (100 - 110м), надкирмакинская глинистая (20 - 250 м); надкирмакинская песчаная (20 - 120 м); кирмакинская (220 - 250 м); подкирмакинская (0 -140 м); калинская (0 - 440 м) свиты.

Основной нефтегазодобывающий комплекс в Апшеронской НГО, Нижнекуринской НГО, Шемахино-Кобыстанской НГО, НГО Бакинского архипелага. Нефтегазоносен практически на всех месторождениях.

Грязевой вулканизм

В Южно-Каспийском регионе сосредоточено больше всего грязевых вулканов (388 – 44%), имеющих достаточно равномерное распределение по площади провинции. Более одной трети всех грязевых вулканов мира расположено в Азербайджане (Рис. 5.6.).

Число грязе-вулканических областей	Общее число грязевых вулканов / % от общего числа	Пределы колебаний числа вулканов	Регион
1	388 (44 %)	-	Южно-Каспийская НГП
4	212 (24 %)	40 - 78	Керченско-Таманская обл.; о-в Тринидад; Румыния; Колумбия
11	171 (19 %)	11 - 30	Иран; Пакистан; Грузия; Венесуэла; о-в Барбадос и др.
28	109 (13 %)	1 - 9	о-в Сицилия; о-в Сахалин; Новая Зеландия; о-в Хоккайдо; Эквадор; Тайвань
Всего:	880 (100 %)	1 - 388	

Рис. 5.6. Распределение грязевых вулканов по нефтегазоносным территориям

Грязевые вулканы занимают площадь 58 тыс. км, на площади — 51 тыс. км грязевые вулканы отсутствуют. В пределах Южно-Каспийской впадины выделено 14 зон, отличающихся друг от друга размером площади, приходящейся на 1 вулкан (рис.5.7.).

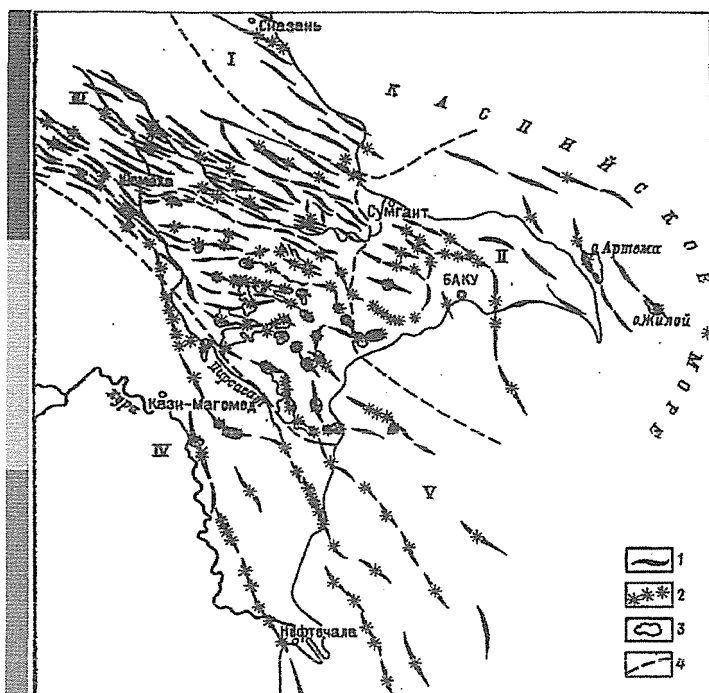


Рис. 5.7. Схематическая тектоническая карта размещением грязевых вулканов

- 1—антиклинальные складки;
2—грязевые вулканы;
3—сопочные поля;

4—границы нефтегазоносных областей:

- I—Терско-Прикаспийской,
II—Апишеронской,
III—Шемахино-Кобыстанской,
IV—Нижнекуринской,
V—Бакинского архипелага

Выделяют грязевые области: - а) с большим числом зонально размещенных грязевых вулканов; б) с размещением вулканов в пределах локальных участков; в) с небольшим количеством грязевых вулканов.

Скопления грязевых вулканов тяготеют к нефтегазоносным впадинам альпийской зоны складчатости, в которых накапливаются терригенно-глинистые осадочные отложения и формируются мощные толщи глин со сверхвысокими пластовыми давлениями флюидов (СВПД).

Ярким подтверждением связи грязевого вулканизма с нефтегазоносностью недр является открытие в 1932 г. в районе грязевого вулкана Локбатан месторождения нефти. Здесь в первых же скважинах, заложенных на склонах вулкана, были получены мощные фонтаны нефти.

Открытие месторождения нефти на площади Локбатан послужило основанием для начала поисково-разведочного бурения и на других площадях Восточного Азербайджана, характеризующихся активной грязевулканической деятельностью.

Газонефтяное месторождение Локбатан (рис.5.8.) расположено на Апишеронском полуострове. Открыто в 1927 г., разрабатывается с 1927 г. Приурочено к широтной, слабо асимметричной брахиантиклинальной складке, на своде которой под покровом сопочной брекчии выступают слои продуктивной толщи, размытые от ее кровли на 300 м. Отложения апишеронского и акчагыльского ярусов слагают далекие крылья складки, причем на южном крыле акчагыльские слои отсутствуют,

Наиболее приподнятая часть свода складки осложнена грязевым вулканом, проявления которого генетически связаны с крупным нарушением взбро-

сового характера. Свод осложнен рядом разрывов, из которых главный - надвиг проходит по северному крылу складки. По этому надвику южное крыло и сводовая часть значительно надвинуты на северное крыло. Особенно сильно осложненной является северо-восточная периклиналь, где плоскость надвига наклонена к юго-востоку под углом 45° , а его амплитуда достигает своего максимума (500 м), У подножия грязевого вулкана амплитуда смещения доходит до нескольких десятков метров, поверхность разрыва вертикальна и крылья здесь расположены симметрично; в западном, направлении надвиг постепенно затухает. Остальные нарушения имеют характер небольших сбросов с амплитудой 10 - 30 м и затухают в балаханской свите. На месторождении открыто 26 залежей. Все залежи на своде расположены друг над другом; площади их последовательно увеличиваются с глубиной. По своему характеру залежи являются типично сводовыми, разбитыми нарушениями на блоки, В поднадвиговых горизонтах залежи нефти относятся к тектонически экранированным.

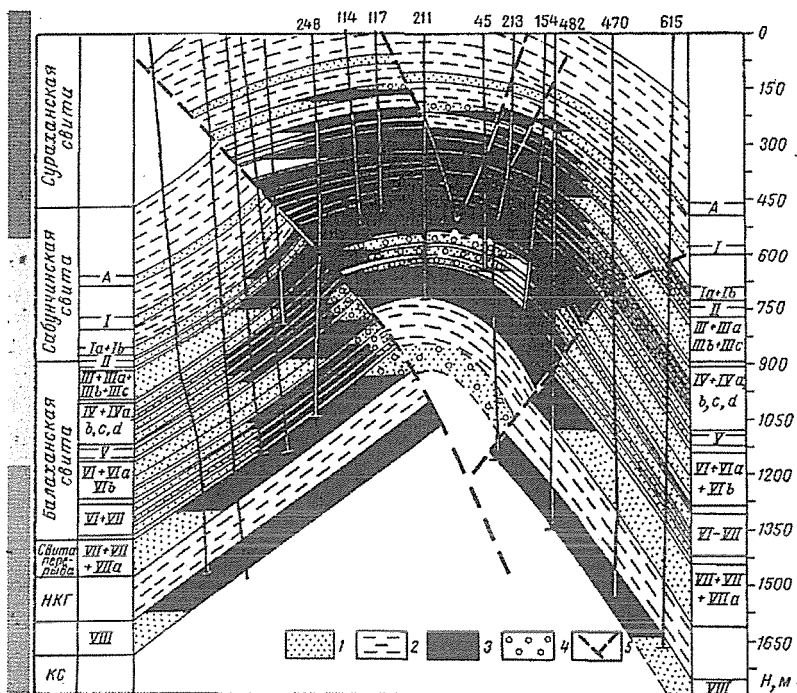


Рис. 5.8. Продольный геологический разрез месторождения Локбатан:

- 1 — песчаники;
- 2 — глины;
- 3 — нефть;
- 4 — газ;
- 5 — разрывное нарушение

Особенности провинции:

1. Для восточной части Закавказья характерна приуроченность залежей нефти к интервалу глубин 1-3 км. Основные разведанные ресурсы газа выявлены глубже, в интервале глубин 3- 5 км;
2. Почти все месторождения Азербайджана многопластовые, тектонически- экранированные. Основные залежи УВ в восточной части Закавказья приурочены к отложениям плиоцена;
3. Некоторые залежи осложнены диапиризмом.

5.2.2. Западно-Туркменская нефтегазоносная провинция



Рис. 5.9. Географическое положение Западно-Туркменской нефтегазоносной провинции (Выкопировка из географического Атласа России)

Западно-Туркменская нефтегазоносная провинция расположена в юго-западной части территории Туркмении. Соответствует одноименной межгорной впадине, представляющей собой восточную часть Южно-Каспийской области прогибания, расположенной между горными сооружениями альпийской складчатости Копетдага, Большого и Малого Балхана и раскрывается в акваторию Каспийского моря (рис. 5.9.).

Границы:

На севере граничит с горными сооружениями Большого Балхана и Куба-Дага.

Восточная граница проходит по западным отрогам хребта Копетдаг.

Южная граница проходит в северной части Ирана, по предгорьям Туркмено-Хоросанской системы Эльбруса.

В западном направлении провинция, раскрываясь, сливается с Южно-Каспийской областью прогибания.

Изученность

В нефтегазоносном отношении Западная Туркмения один из старейших нефтегазодобывающих регионов. На полуострове Челекен нефть была известна с давних времен. На территории насчитывалось более 3 тыс. поверхностных источников нефти, которые с глубокой древности использовались для освещения вместо животного жира. Первое месторождение нефти Челекен известно с XVIII века. Промышленная добыча нефти ведется с 1933 г. после открытия нефтяного месторождения Небит-Даг.

Тектоника

В тектоническом отношении провинция приурочена к одноименной впадине, представляющей собой восточный борт Южно-Каспийской геосинклинальной области прогибания. Для провинции характерно: большая мощность мезо-кайнозойских отложений, проявление в больших масштабах новейшей тектоники как пликативного, так и дизъюнктивного характера, линейность и значительная амплитуда основных тектонических зон, наличие грязевого вулканизма. Мощность мезо-кайнозойских осадочных отложений, выполняющих межгорную впадину, достигает в центральных ее частях 15 - 20 км.

В разрезе впадины широко развиты четвертичные и неогеновые отложения, представленные терригенными разностями пород мощностью свыше 5000 м. Значительная часть разреза приходится на континентальные образования красноцветной толщи — основного нефтегазоносного комплекса провинции.

Основными тектоническими элементами субпровинции являются: Прибалханская и Гограньдаг-Окаремская зоны поднятий и разделяющий их глубокий Кызылкумский прогиб.

Прибалханская зона поднятий протягивается в субширотном направлении в северной части впадины и включает серию сочленяющихся кулисообразно высокоамплитудных антиклинальных и брахиантиклинальных структур (Челекен, Котур-Тепе, и др.), часть из которых располагается в Каспийском море (Банка Жданова, Банка Губкина, Лам и др.). Длина Прибалханской зоны поднятий в пределах суши 150 км, ширина до 30 км. Размеры складок возрастают с востока на запад от 3х10 до 10х30 км при амплитудах от 150 до 1500 м. Для складок Прибалханской зоны поднятий характерна сильная нарушенность разломами, особенно в присводовых частях складок. Прибалханская зона поднятий посредством ряда морских структур соединяется с протягивающейся ей навстречу Апшеронской тектонической зоной Азербайджана, образуя с ней единый Апшероно-Прибалханский тектонический порог.

Гограньдаг-Окаремская зона поднятий протягивается в субмеридиальном направлении параллельно побережью Каспийского моря на расстояние до 190 км при ширине 50 км. Складки этой зоны пологие с широкими сводами, небольшие по амплитуде (от 150 до 500 м). Для них характерна меньшая нарушенность по сравнению с Прибалханскими складками.

По Гограньдаг-Окаремской складчатой линии прослеживается зона глубинных разломов, которой в неогеновых отложениях соответствует система сравнительно небольших по амплитуде сбросов до 200 м. По-видимому с разломами связано широкое развитие грязевого вулканизма с потухшими и действующими грязевыми вулканами.

Нефтегазоносность

К настоящему времени в Западной Туркмении открыто свыше 30 нефтяных и газовых месторождений. Все выявленные в Западной Туркмении месторождения в продуктивной (красноцветной) толщи многопластовые и имеют значительный этаж нефтегазоносности. В разрезе выделяется от 2 - 3 (Ждановская, Кызылкум) до 18 - 25 (Небит-Даг, Котур-Тепе) продуктивных горизонтов. Высота отдельных залежей достигает 1500 - 1800 м. Однако степень разведанности глубоких горизонтов (ниже 4 - 5 км) и экваториальной части Туркменской ступени сравнительно невелика. Достаточно часто месторождения осложнены тектоническими нарушениями. Поэтому в провинции широко развиты тектонически-экранированные, блоковые и приконтактные залежи нефти и газа.

В пределах провинции выделяются две НГО: Прибалханская и Гограньдаг-Окаремская.

Основные нефтегазоносные комплексы представлены отложениями красноцветной толщи среднего плиоцена, акчагыльского и апшеронского ярусов верхнего плиоцена. Отдельные промышленные скопления нефти и газа открыты в отложениях, подстилающих красноцветную толщу.

Основным региональным нефтегазоносным комплексом Западной Туркмении является красноцветная толща неогена, которая представлена также акчагыльским и апшеронским ярусами и пост-миоценом. Общая мощность красноцветной толщи 3000 м. В юго-западной Туркмении и на прилегающем шельфе Южного Каспия красноцветная толща представлена песчано-глинистыми отложениями. Все выявленные в Западной Туркмении месторождения в продуктивной (красноцветной) толще многопластовые и имеют значительный этаж нефтегазоносности. Высота отдельных залежей достигает 1500 - 1800 м. Однако степень разведанности глубоких горизонтов (ниже 4 - 5 км) и экваториальной части Туркменской ступени сравнительно невелика.

Палеоген-нижнеплиоценовый НГК имеет мощность до 2000 м. «Подкрасноцветная» толща сложена терригенными породами. Выявлены промышленные залежи нефти на Ждановском, Челекеновском, Ливановском и др. месторождениях.

Среднеплиоцеоновый НГК мощностью 800 - 4000 м сложен частым чередованием песчаных, алевролитовых, глинистых пород. Основной нефтегазоносный комплекс - красноцветная толща. В верхней части толщи открыты нефтегазоконденсатные залежи на Котуртепинском, Небитдагском, Челекенском, Барсагельмеском и др. месторождениях Прибалханской НГО. Нижняя часть красноцветной толщи содержит газоконденсатные и нефтяные залежи в пределах всей провинции на Окаремском, Гограньдагском, Котуртепинском и др. месторождениях.

Верхнеплиоценовый (акчагыл-апшеронский) НГК мощностью 25 - 1900 м представлен алевролитоглинистыми породами с прослоями песков. Продуктивен в Прибалханской НГО, где открыты нефтяные и газоконденсатные залежи на Небитдагском, Кумдагском, Челекенском, Котуртепинском и др. месторождениях

Нефтегазоконденсатное месторождение Котуртене (рис.5.10.) наиболее известно в провинции. Приурочено к крупной (32x10 км) высокоамплитудной антиклинали (1500 м) очень сложного геологического строения. Складка разбита множеством нарушений на отдельные блоки. Основные залежи нефти расположены на глубине 1200 – 5 000 м. Коллектор представлен песчаниками верхов красноцветной толщи, акчагыльского и апшеронского ярусов неогена. Нижнекрасноцветные отложения характеризуются повышенной газоносностью на глубине 4500 – 5000 м. Дебиты нефти по скважинам меняются от 120 до 150 т/сут.

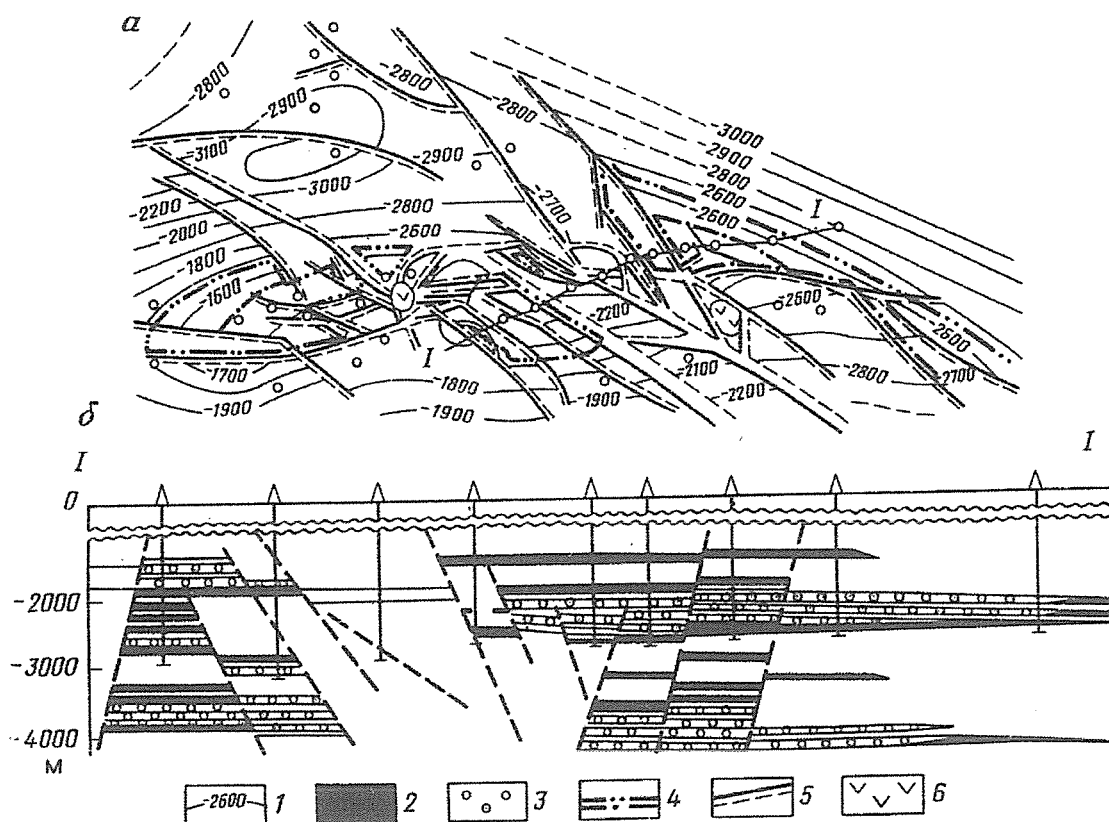


Рис. 5.10. Нефтегазоконденсатное месторождение Котуртене (по М.А. Аширмамедову)

а) структурная карта по кровле красноцветной толщи; б) геологический провиль по линии I – I. 1 – изогипсы, м; 2 – нефть; 3 – газ; 4 – внешний и внутренний контуры нефтеносности; 5 – тектонические нарушения; 6 – грязевые вулканы

Особенности провинции:

1. Для месторождений провинции характерны аномально-высокие пластовые давления, создающие трудности при бурении скважин; большинство из структур осложнено дизъюнктивами;
2. Почти все месторождения многопластовые (до 25 горизонтов в разрезе);
3. На территории провинции развито значительное количество потухших и действующих грязевых вулканов;

4. *Основной региональный нефтегазоносный комплекс - песчано-глинистая красноцветная толща среднего плиоцена.*

Перспективы

На сегодня в туркменском секторе Каспийского моря площадью 3000 км² открыто 9 нефтегазовых месторождений, пробурено 110 разведочных скважин. Вся экваториальная часть поделена на 10 нефтегазоносных районов. Суммарные ресурсы углеводородов оценены в 6,7 млрд. т нефти и 4,6 трлн. м³ газа. На шельфе Каспия определены 70 объектов, перспективных на газ и нефть

Перспективы нефтегазоносности Закавказской провинции связаны в Азербайджане с более глубокими горизонтами и прежде всего с более интенсивным освоением акватории Каспийского моря, где уже в настоящее время открыты крупнейшие по запасам месторождения; Шах Дениз, Карабах, Азери, Чираг» Бахар» Гюнешли. В Грузии перспективы открытия нефтегазовых месторождений связывают с неогеновым и палеоген-меловым структурными этажами и выходом на шельф Черного моря [37].

Наиболее высокие перспективы нефтегазоносности связываются с Апшеронской, Нижнекуринской, Кюрдамирской, Шемахино-Кобыстанской, Кировабадской областями. К перспективным относится также область Бакинского архипелага. Перспективны территории междуречья Куры и Иори, Астраханбазарского района и Нахичеванской зоны складок.

Важное место по степени перспективности занимают мезозойские, в частности, меловые отложения. Их промышленная нефтегазоносность установлена пока на отдельных площадях республики.

Вопросы для самоконтроля:

1. Охарактеризуйте диапазон нефтегазоносности провинций, приуроченных к складчатым территориям. К какому типу нефтегазонакопления относятся рассмотренные территории?
2. Какую роль в нефтегазоносности играют грязевые вулканы?
3. Какие общие особенности геологического строения и нефтегазоносности имеют складчатые территории?
4. К какому типу структур приурочены изученные провинции?
5. В пределах, каких провинций рассматриваемого типа осуществляются поиски и разведка нефти и газа на акваториях?
6. Какой тип залежей наиболее распространен в провинциях складчатых областей?
7. Существует ли региональная зональность в распределении залежей УВ по разрезу?

Заключение

На земном шаре известно порядка 32000 месторождений нефти, газа и битумов, открытых на всех континентах Земли (кроме Антарктиды) и их шельфовых зонах. Выявленные скопления УВ в пределах нефтегазоносных территорий распределены крайне не равномерно как по площади, так и по разрезу осадочных отложений.

Значительные концентрации ресурсов нефти и газа связаны с Ближним и Средним Востоком (Саудовская Аравия, Ирак, Иран, Кувейт и др.). Северной Африкой (Ливия, Алжир), Мексиканским заливом, Северным морем, Западной Сибирью, Волго-Уралом, Казахстаном и другими регионами.

Также в мире известно громадное количество мелких и средних месторождений. Все скопления УВ размещаются группами, зонами, ассоциациями, образуя различные региональные категории скоплений нефти и газа. [1; 3; 6; 10; 11; 21; 24; 32; 37; 44; 51; 55; 57].

Из 324 месторождений-гигантов, выявленных к 2000 году находятся в 68 осадочных бассейнах мира. Большая их часть связана с рифтогенными бассейнами (Калифорнийская, Маракайбская, Североморская, Прикаспийская, Западно-Сибирская, Суэцкого залива, Сирт и др.). Своеобразный тип внутриконтинентальных рифтогенных провинций с высокой концентрацией запасов УВ представляют провинции Сун-ляо и Бохайвань в северном Китае [37].

Примерами очень высокой концентрации нефтяных ресурсов на очень ограниченной площади являются Кувейт, где плотность известных запасов нефти 1,1 млрд. т/1,2 тыс. км², Апшеронский п-ов - 0,9 млрд т/км², Татарский свод, Сургутский и Нижневартовский своды; газа - Уренгойской мегавал и др.

На территории мира расположены 511 нефтегазоносных бассейнов. В 226 бассейнах (44 %) установлены промышленные залежи нефти и газа; 285 бассейнов (56 %) – перспективны для открытия УВ. Все бассейны, с учетом современной геодинамики приурочены к основным элементам литосферных плит и подразделяются на 20 типов. Все 511 бассейнов подразделяются на: *Коллизионные бассейны внутрискладчатого типа* – 26 % (*бассейны межгорных впадин разновозрастных орогенных поясов*); *Кратонные рифтовые и синклинорные бассейны* – 18 % (*древние платформы*); *Дивергентные периконтинентальные бассейны* – 13 % (*бассейны пассивных континентальных окраин*); *Конвергентные дуговые бассейны* – 10 % (*бассейны активных океанических окраин*); *Коллизионные платформенно-складчатые бассейны* – 9 % (*краевые прогибы*).

К бассейнам с уникальной плотностью начальных геологических ресурсов более 500 тыс.т/кв.км относятся: *Бассейн Персидского залива; Маракайбский бассейн; Западно-Сибирский бассейн и Баренцево-морский бассейн.*

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 месторож-

дения 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-Вилуйской, Дальневосточной (Охотской) провинциями, которые изучены еще недостаточно. Не исчерпаны возможности старейших нефтегазоносных провинций - Закавказская, Предкарпатская, Западно-Туркменская и др.

Мировые запасы УВ на начало 2000 года приведены в табл. 6.1.

Табл. 6.1. Мировые запасы нефти и природного газа
(на 01.01. 2000 г.)

Регион / страна	Нефть (миллиард баррелей) Oil and Gas Journal	Нефть (миллиард баррелей) World Oil	Природный газ (триллион кубических фу- тов) Oil and Gas Journal	Природный газ (триллион кубических фу- тов) World Oil
Северная Америка				
Канада	4.9	5.6	63.9	63.5
Мексика	28.4	28.3	30.1	30.4
США	21.8	21.8	167.4	167.4
Total	55.1	55.6	261.3	261.3
Центральная и южная Америка				
Аргентина	2.8	2.6	24.2	24.3
Барбадос	0.0	0.0	0.0	0.0
Боливия	0.1	0.2	4.3	5.5
Бразилия	7.4	8.1	8.0	8.2
Чили	0.2	0.1	3.5	3.2
Колумбия	2.6	2.3	6.9	6.6
Куба	0.3	0.3	0.6	0.3
Эквадор	2.1	3.0	3.7	3.9
Гватемала	0.5	0.0	0.1	0.0
Перу	0.4	4.1	9.0	8.8
Суринам	0.1	0.0	0.0	0.0
Тринидад и Тоба- го	0.6	0.7	19.8	21.4
Венесуэла	72.6	47.1	142.5	145.8
Total	89.5	69.2	222.7	227.9
Западная Европа				
Австрия	0.1	0.1	0.9	0.9
Хорватия	0.1	0.1	1.2	1.2
Дания	1.1	0.9	3.4	2.6

Франция	0.1	0.2	0.5	0.5
Германия	0.4	0.3	12.0	9.5
Греция	0.0	0.0	0.0	0.0
Ирландия	0.0	0.0	0.7	0.0
Италия	0.6	0.6	8.1	7.4
Нидерланды	0.1	0.1	62.5	59.8
Норвегия	10.8	10.0	41.4	42.9
Сербия	0.1	0.0	1.7	0.0
Испания	0.0	0.0	0.1	0.0
Турция	0.3	0.3	0.3	0.3
Великобритания	5.2	5.0	26.7	26.8
Total	18.8	17.6	159.5	152.7
Восточная Европа, Россия и страны СНГ				
Албания	0.2	0.0	0.1	0.0
Болгария	0.0	0.0	0.2	0.0
Чехия	0.0	0.0	0.1	0.1
Словакия	0.0	0.0	0.5	0.0
Венгрия	0.1	0.1	2.9	1.1
Польша	0.1	0.1	5.1	5.7
Румыния	1.4	1.2	13.2	4.0
Азербайджан	1.2	0.0	4.4	0.0
Казахстан	5.4	6.4	65.0	70.6
Россия	48.6	52.7	1,700.0	1,705.0
Туркменистан	0.5	0.0	101.0	0.0
Украина	0.4	0.0	39.6	0.0
Узбекистан	0.6	0.0	66.2	0.0
Total	58.9	64.7	1,999.2	1,947.6
Ближний Восток				
Бахрейн	0.1	0.0	3.9	0.0
Иран	89.7	93.1	812.3	790.0
Ирак	112.5	100.0	109.8	112.6
Израиль	0.0	0.0	0.0	0.0
Иордания	0.0	0.0	0.2	0.0
Кувейт	96.5	94.7	52.7	56.4
Оман	5.3	5.7	28.4	29.3
Катар	3.7	5.4	300.0	394.0
Саудовская Ара- вия	263.5	261.4	204.5	208.0
Сирия	2.5	2.3	8.5	8.4
Объединенные Арабские Эмираты	97.8	63.8	212.0	209.0
Йемен	4.0	2.1	16.9	17.0
Total	675.6	629.2	1,749.2	1,836.2
Африка				
Алжир	9.2	13.0	159.7	159.7
Ангола	5.4	8.5	1.6	3.8
Бенин	0.0	0.0	0.0	0.0
Камерун	0.4	0.6	3.9	3.9
Конго (Brazzaville)	1.5	1.7	3.2	4.3
Кнго (Kinshasa)	0.2	0.0	0.0	0.0
Cote d'Ivoire (Ivory Coast)	0.1	0.0	1.1	0.0

Египет	2.9	3.8	35.2	42.5
Экваториальная Гвинея	0.0	0.0	1.3	0.0
Эфиопия	0.0	0.0	0.9	0.0
Габон	2.5	2.6	1.2	3.5
Гана	0.0	0.0	0.8	0.0
Ливия	29.5	29.5	46.4	46.4
Мадатаскар	0.0	0.0	0.1	0.0
Марокко	0.0	0.0	0.0	0.0
Мозамбик	0.0	0.0	2.0	0.0
Намибия	0.0	0.0	3.0	0.0
Нигерия	22.5	24.5	124.0	126.0
Руанда	0.0	0.0	2.0	0.0
Сомали	0.0	0.0	0.2	0.0
Южная Африка	0.0	0.0	0.8	0.0
Судан	0.3	0.2	3.0	3.0
Танзания	0.0	0.0	1.0	0.0
Тунис	0.3	0.3	2.8	2.8
Other	0.0	1.9	0.0	13.8
Total	74.9	86.5	394.2	409.7
Дальний Восток и Океания				
Афганистан	0.0	0.0	3.5	0.0
Австралия	2.9	2.9	44.6	44.6
Бангладеш	0.1	0.0	10.6	0.0
Бруней	1.4	1.0	13.8	9.2
Бирма	0.1	0.2	10.0	12.6
Китай	24.0	34.1	48.3	41.3
Индия	4.8	3.4	22.9	16.1
Индонезия	5.0	8.4	72.3	80.8
Япония	0.1	0.0	1.4	0.0
Малазия	3.9	4.6	81.7	85.2
Новая Зеландия	0.1	0.1	2.5	2.1
Пакистан	0.2	0.2	21.6	22.9
Папуа Новая Гвинея	0.3	0.8	5.4	17.3
Филиппины	0.3	0.4	2.8	4.6
Тайвань	0.0	0.0	2.7	0.0
Таиланд	0.3	0.3	12.5	11.1
Вьетнам	0.6	1.8	6.8	6.0
Other	0.0	0.5	0.0	21.5
Total	44.0	58.7	363.5	375.4
Общее количество в мире	1,016.8	981.4	5,149.6	5,210.8

ЛИТЕРАТУРА

1. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. М.: Изд-во МГУ, 2000. 383 с.
2. Бакиров А.А., Вассоевич Н.Б. и др. Происхождение нефти. М. Гостоптехиздат, 1955
3. Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр, М.: Недра – 1973.
4. Бакиров А.А. и др. Геология и геохимия нефти и газа. – М.: Недра, 1982. – 286 с.
5. Бакиров А.А., Мальцева А.К. Литолого-формационный анализ при поисках и разведке скоплений нефти и газа: М.: Недра 1985 г. –159 с.
6. Бека К., Высоцкий И. В. Геология нефти и газа. – М.: Недра, 1976. – 591 с.
7. Брод И.О. Залежи нефти и газа. Гостоптехиздат, 1951.
8. Бурлин Ю.К., А.И. Конюхов, Е.Е. Карнюшкина «Литология нефтегазоносных толщ» Москва «Недра» 1991г. 284с.
9. Бурштар М. С. Основы теории формирования залежей нефти и газа. М.: Недра, 1973, 256 с.
10. Буторов А. «Черное золото» империи / «Деловые люди» №150-160. , 2004
11. Вассоевич Н.Б., Баженова О.К., Бурлин Ю.К. Нефтематеринский потенциал осадочных образований. Итоги науки и техники. Сер. месторождения горючих полезных ископаемых. М., ВИНТИ, 1982, №11.
12. Войткевич Г. В., Закруткин В. В. Основы геохимии. М.: Высш. школа, 1976, 367с.
13. Высоцкий И.В. Основы геологии горючих ископаемых. Москва, изд. Недра, 1987
14. Газовые месторождения СССР. Справочник, 2 изд., М., 1968;
15. Галицкий В.И. Основы палеогеоморфологии. – Киев.:Наукова Думка – 1980 г. – 220 с.
16. Геология нефти и газа: Учебник для ВУЗов /Э.А. Бакиров, В.И. Смолкин, В.И. Ларин и др.; Под ред. Э.А. Бакирова. – М.:Недра, 1990. 240 с.
17. Геологические условия формирования и размещения зон нефтегазоаккумуляции / А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, Э.Л. Рожков и др. – М.: Недра, 1982. – 238 с.
18. Геологический атлас России м-ба 1:10 000 000. МПР РФ и Минвуз РФ, 1998
19. Голов А.А., Мохнаткин В.А. Перспективы развития поисково-разведочных работ на южном погружении Бузулукской впадины в Оренбургской области // Геология нефти и газа.-2004.-№ 3. – С. 11-16/.
20. Горная энциклопедия / в 5-ти томах. –М.: Изд-во «Советская энциклопедия», 1984
21. Грамберг И.С. Глобальный аспект нефтегазоносности континентальных окраин океанов/Геология нефти и газа. 1998. № 10. С. 27-32.
22. Губкин И. М. Учение о нефти. Изд. 1-е. М.: ОНТИ, 1932; Изд. 3-е. М.: Наука, 1975, 384 с.
23. Гулари Ф.Г., Брадучан Ю.В., Захаров В.А. и др. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность) – Новосибирск: Наука, 1988 – 144 с.
24. Дикенштейн Г.Х., Алиев И.М., Аржевский Г.А. и др. Нефтегазоносные провинции СССР.- М.Недра, 1977. – 328 с.

25. Еременко Н.А. Геология нефти и газа. – М.: Недра, 1968. – 389 с.
26. Еременко Н.А., Чилингар Г.В. Геология нефти и газа на рубеже веков. М.: Наука, 1996. 176 с.
27. Зоны нефтегазонакопления окраин континентов/ Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М., Белонин М.Д., Соболев В.С. и др.// Под ред. Ю.Н. Григоренко, И.М. Мирчинка.- М.: ООО «Геоинформцентр», 2002.-432 с.
28. Каламкарров Л.В. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран. – М. Изд-во «Нефть и Газ», 2003 – 555 с.
29. Карцев А.И. Горючие полезные ископаемые, их поиски и разведка. – М.: Высш. школа, 1970. – 296 с.
30. Конторович А. Э., Неручев С. Г. Катагенез рассеянного органического вещества. - В кн.: Проблемы нефтеносности Сибири. Новосибирск: Наука, 1971, с. 51-69.
31. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов. –Новосибирск, Изд-во СО РАН Филиал «ГЕО» -2002.-250 с.
32. Конторович А.Э., Добрецов Н.Л., Лаверов Н.П., Коржубаев А.Г., Лившиц В.Р. Энергетическая стратегия России в XXI веке / Вестник РАН. Т.69.№9.С.771-784.
33. Кулиев Р. Развитие нефтяной промышленности в новых независимых государствах после распада СССР / Сб. Нефть и политика- М.: 1999.
34. Леворсен А. Геология нефти и газа. – М.: Мир, 1975 – 638 с.
35. Методические основы прогнозирования нефтегазоносности // Под ред. д. г.м.н. проф. Н.И. Буялова - М.: Недра. – 1990., 247 с.
36. Муратов В. Н., Геология каустобиолитов, М., 1970
37. «Нефть России», АОЗТ "Геоинформмарк", Москва, 1996 г.
38. Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений.- М.: Наука, 2001. – 236 с.
39. Основы геологии горючих ископаемых /Семенович В.В. и др.–М.: Недра, 1987. – 397 с.
40. Орлов В.П. Минеральные ресурсы и геологическая служба России в годы экономических реформ (1991-1999). М. Геоинформмарк. 1999. 269 с.
41. Парфенова М.Д. Историческая геология с основами палеонтологии: Томск-1999 г.- 519 с.
42. Перродон А. Формирование и размещение месторождений нефти и газа. М.: Недра – Буссенс. "Эльф.Акитен", 1985. 359 с.
43. Питерский В.М. Стратегический потенциал России. Природные ресурсы. М. Геоинформмарк. 1999. 254 с.
44. Путин В.В. Минерально-сырьевые ресурсы в стратегии развития Российской экономики. СПб/Записки Горного института. Т. 144(1). 1999. С.3-9.
45. Салманов Ф.К., Немченко-Ровенская А.С., Кулахметов Н.Х и др. Предпосылки формирования крупных и уникальных месторождений газа на арктическом шельфе Западной Сибири // Геология нефти и газа.- 2003.-№6.- С.2-11.
46. Словарь по геологии нефти и газа. – М.: Недра, 1988. – 680 с.
47. Соколов Б.А. Эволюционно-динамические критерии оценки нефтегазоносности недр. - М.: Недра, 1985. – 168 с.
48. Социально-экономическая география зарубежного мира, М. Изд-во: «Кронпресс», 1998.
49. Справочник по геологии нефти и газа. - М.: Недра, 1984. - 480 с.

50. Трофимук А.А., Карагодин Ю.Н., Мовшович Э.Б. проблемы совершенствования понятийной базы геологии нефти и газа на примере понятия «зона нефтегазонакопления»//Геология и геофизика.-1982.-№5. – С.5-11
51. Ульянов А.В., Хельквист Г.А. Геология нефтяных и газовых месторождений: Гостоптехиздат, М.1955 – 297 с.
52. Хаин В.Е., Ломизе М.Г. Геотектоника с основами геодинамики: Учебник – 2-ое изд., испр. и доп. - М.:КДУ, 2005 – 560 с.
53. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М: Недра, 1969. – 368 с.
54. Хант Д. Ж. Геология и геохимия нефти и газа. – М.: Мир, 1982. – 704 с.
55. Щелкачев В.Н., "История и перспективы мировой нефтедобычи", выступление на заседании ЦКР 15.02.2001 года.
56. Яцкевич Б.А. Ключи от кладовых России/Природно-ресурсные ведомости. № 12. Октябрь 1999 г.
57. Peter K. Link Basic Petroleum Geology
58. Price P.H. Evolution of Geologic Thought in Prospecting for Oil and Natural Gas, Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol., 31, 673-697, 1947.
59. Van-Tuyl F.M., Parker B.H., Skeeters W.W., the Migration and Accumulation of Petroleum and Natural Gas. Quarterly of the Colorado School of Mines, v.40, № 1, 1945

Список сокращения

АВПД	— аномально-высокое пластовое давление
ВНК	— водонефтяной контакт
ГНК	— газонефтяной контакт
ГИС-	геофизические исследования скважин
ГО	— газоносная область
ГНО	— газонефтеносная область
ГП	— газоносная провинция
ГНП	— газонефтеносная провинция
ГНФ	- главная фаза нефтеобразования
ГРП	- гидравлический разрыв пласта
ГРР	- геологоразведочные работы
ЗНГН	- зона нефтегазонакопления
к.в.	— кора выветривания
НГК	— нефтегазонаосный комплекс
НГМТ	- нефтегазоматеринская толща
НГО	— нефтегазонаосная область
НГП	— нефтегазонаосная провинция
НГПК	— нефтегазонаосный подкомплекс
НГР	— нефтегазонаосный район
НМС	- нефтематеринская свита
НО	— нефтеносная область
ОВ	- органическое вещество
ПБ	— природный битум
ПНГК	— перспективный нефтегазонаосный комплекс
ПНГО	— перспективная нефтегазонаосная область
ПНГП	— перспективная нефтегазонаосная провинция
ПНР	— перспективный нефтеносный район
РОВ	- рассеянное органическое вещество
СНГР	— самостоятельный нефтегазонаосный район
УВ	- углеводороды



Petroleum Learning Centre

центр профессиональной переподготовки
специалистов нефтегазового дела

634034, г. Томск, ул. Усова, 4а

Тел.: +7 (3822) 564-344, 564-345, 564-346

Факс: +7 (3822) 564-536

MSc@hw.tpu.ru