

Саратовский государственный университет
имени Н.Г. Чернышевского

А.Т. Колотухин, М.П. Логинова, С.В. Астаркин

Методические рекомендации к курсу
«Нефтегазоносные провинции России и зарубежных стран»

Саратов

2011 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Нефтегазоносные провинции молодых платформ и предгорных рогибов.....	6
Предкавказская или Предкавказско-Крымская нефтегазоносная провинция (по Бакирову)	6
Нефтегазоносная провинция предгорных прогибов Большого Кавказа.....	34
Туранская нефтегазоносная провинция.....	57
Нефтегазоносные провинции Сибирской платформы и Предверхоянского прогиба.....	79
Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция.....	79
Лено-Вилуйская газонефтеносная провинция.....	117
Нефтегазоносные провинции складчатых территорий.....	126
Охотская нефтегазоносная провинция.....	126
Закавказская нефтегазоносная провинция	143
Западно-Туркменская нефтегазоносная провинция.....	159
Тянь-Шань-Памирская нефтегазоносная провинция	168
Список используемой литературы	185

ВВЕДЕНИЕ

Сущность регионального нефтегеологического районирования обширных территорий земной коры заключается в разграничении их на различные по рангу и размерам элементы, отличающиеся наличием нефтегазоносности или ее характеристикой. В настоящее время разработка теоретических основ нефтегеологического районирования осуществляется по двум основным направлениям. Первое из них предусматривает выделение в качестве основных элементов районирования нефтегазоносных провинций, второе – нефтегазоносных бассейнов.

Принципы районирования крупных территорий с выделением провинций изложены в трудах многих исследователей. Однако определение нефтегазоносной провинции в деталях у разных авторов отличается. По современным представлениям (Каламкар, 2003) нефтегазоносная провинция – это значительная по размерам и стратиграфическому объему осадочного выполнения обособленная территория, приуроченная к одной или группе смежных структур (антеклизе, синеклизе и т.д.), обладающих сходными чертами геологического строения и развития, общностью стратиграфического диапазона нефтегазоносности, близкими литолого-фациальными, гидрогеологическими, геохимическими условиями.

Среди многочисленных классификаций нефтегазоносных провинций наиболее разработанной является схема, предложенная А.А. Бакировым. В основу ее положен тектонический принцип, т.е. все регионально нефтегазоносные территории разделены на категории и группы по приуроченности к крупным геоструктурным элементам платформенных, складчатых и переходных территорий. Эта схема с некоторыми изменениями принята и Каламкаровым Л.В. (2003).

По этой схеме основными типами провинций являются:

1. Нефтегазоносные провинции платформенных территорий. Они могут быть связаны с древними или докембрийскими и молодыми – эпигерцинскими платформами.

2. Нефтегазоносные провинции складчатых территорий различного возраста. Это провинции межгорных впадин.

3. Нефтегазоносные провинции переходных территорий, расположенные в зонах сочленения платформ и складчатых территорий. По схеме Каламкаррова Л.В. они получили название субпровинций.

Помимо нефтегазоносных провинций (бассейнов) при нефтегеологическом районировании используется ряд элементов более низкого ранга – нефтегазоносные области, районы, зоны.

Нефтегазоносная область – это территория в пределах провинции (бассейна), приуроченная к одному или нескольким структурным элементам (свод, мегавал, впадина и др.), характеризующаяся общностью геологического строения и геологической истории развития, включая и региональные условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления в течение отдельных геологических периодов и эпох.

Нефтегазоносный район – это часть нефтегазоносной области, объединяющая ряд зон нефтегазонакопления, выделяющаяся по геоструктурному или географическому признаку.

Зона нефтегазонакопления – это совокупность месторождений, приуроченных к единому тектоническому или палеогеографическому элементу, характеризующаяся общностью условий формирования ловушек, залежей, распределением их в разрезе, фазовых соотношений в углеводородных системах. Основные типы зон – это антиклинальные, зоны рифогенных структур, зоны региональных дизъюнктивных нарушений, зоны литологического экранирования, зоны региональных стратиграфических

несогласий, зоны развития седиментационных ловушек (локальных песчаных тел и др.).

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ МОЛОДЫХ ПЛАТФОРМ И ПРЕДГОРНЫХ РОГИБОВ

ПРЕДКАВКАЗСКАЯ ИЛИ ПРЕДКАВКАЗСКО-КРЫМСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ (ПО БАКИРОВУ)

Расположена провинция на юго-востоке Европейской части России между Азовским, Черным и Каспийским морями. Эта территория Краснодарского и Ставропольского краев, Кабардино-Балкарии, Дагестана, Калмыкии, Астраханской и Ростовской областей, а также Крымской части Украины и шельфа Азовского и Каспийского морей (рис. 1).

На севере она отделена глубинным разломом от Восточно-Европейской платформы, на юге от краевых прогибов горных сооружений Кавказа и Крыма. На западе она ограничена разломом (в акватории Азовского моря), а на востоке граница проводится в акватории Каспийского моря.

Некоторые исследователи выделяют Северо-Кавказско-Мангышлакскую провинцию, включая сюда также передовые прогибы северного Кавказа и прогибы Мангышлака.

История изучения

Изучение провинции началось в послевоенные годы. Первое промышленное месторождение (Сенгелевское газовое на Ставропольском своде) было открыто в 1946 году.

В первой половине 50-х годов открыто 10 газовых месторождений в хадумском горизонте на Ставропольском своде. В эти же годы были выявлены залежи в нижнемеловых и юрских отложениях Прикумской зоны и кряжа Карпинского. Во второй половине 50-х годов залежи выявлены в нижнем мелу, в пределах Азовско-Ейского мегавала и на Адыгейском выступе. Во второй половине 60-х – начале 70-х годов установлена промышленная нефтегазоносность триасовых отложений в восточной части провинции. Позже открыты залежи в Восточно-Кубанской и Восточно-Ставропольской впадинах. В последние годы выявлены залежи на



Границы: 1 – нефтегазных провинций; 2 – территорий выхода на поверхность и неглубокого залегания кристаллических и метаморфических пород

Нефтегазоносные провинции: 1 – Волго-Уральская; 2 – Тимано-Печорская; 3 – Прикаспийская; 4 – Днепро-Припятская; 5 – Лено-Тунгусская; 6 – Лено-Вилуйская; 7 – Западно-Сибирская; 8 – Туранская; 9 – Предкавказско-Крымская (Скифская); 10- предгорных прогибов Большого Кавказа; 11 – Предуральская; 12 – Закавказская; 13 – Западно-Туркменская; 14 – Тянь-Шань-Памирская; 15 - Охотская

Тимашевской ступени, в акватории Азовского моря, но наиболее крупные в акватории Каспийского моря.

В практике поисково-разведочных работ основным методом поиска структур является сейсмический (МОВ, ОГТ и др.). Наиболее высокая плотность геофизической изученности характерна для центральной части Прикумской зоны, Азовско-Ейского мегавала, Ставропольского свода. Наименее изучены Восточно-Кубанская, Западно- и Восточно-Ставропольская впадины.

Высокая плотность буровых работ характерна для Ставропольского свода, Каневско-Березанского, Ленинградского валов, Прикумской зоны. По разрезу слабее бурением изучены юрские и триасовые отложения.

Тектоническое строение

В геотектоническом плане провинция располагается в пределах Скифской плиты. В разрезе ее выделяют три структурных этажа.

Фундамент включает породы от докембрия до верхнего палеозоя. Докембрийская часть сложена кристаллическими породами, а верхнепалеозойская различными породами, сильно дислоцирована (складчатый фундамент). Глубина фундамента на крупных положительных структурах колеблется от 1 до 3 км, во впадинах 6-8 км.

Промежуточный структурный этаж не имеет повсеместного распространения, он выполняет отдельные прогибы, грабены в герцинском фундаменте (Маньчский, Ейский, Ставропольский и др.). Сложен он пермскими и триасовыми отложениями, от платформенного этажа отличается большим уплотнением пород, значительным развитием эффузивного магматизма и более интенсивной дислоцированностью.

Платформенный этаж (чехол) образован породами мезозоя и кайнозоя. Минимальная его мощность (сотни метров) установлены на северо-западе, наибольшая (до 5 км) на границе с предгорными прогибами (в Терско-Кумской впадине до 5 и более км). В центральной части провинции

(Ставропольский свод) стратиграфический диапазон платформенного чехла резко сокращен за счет выпадения из разреза юрских и нижнемеловых отложений.

В разрезе платформенного чехла выделяют юрский, меловой, палеогеновый и неогеновый структурные этажи. Наибольшие различия в структуре наблюдаются между неогеновым и более древними структурными этапами. По неогену в пределах провинции выделяется региональная моноклираль, наклоненная с севера на юг. На фоне моноклиального погружения в центре выделяются Ставропольский свод, к западу от него Азово-Кубанская впадина, а к востоку Терско-Кумская впадина.

По палеогену, мезозою и фундаменту строение провинции более сложное.

В платформенном чехле (палеоген – мезозой) выделяются крупные положительные и отрицательные элементы (названия которых у различных авторов не одинаковые).

На крайнем западе в Украинской части провинции выделяется Каркинитско-Северо-Крымский (Сивашский) прогиб, где подошва меловых отложений на глубине 7-8 км, к северу от него выделяется Южно-Украинская моноклираль (склон Украинского щита), к юго-востоку от нее выделяется приподнятый элемент складчатого фундамента (глубина 1-3 км) – Средне-Азовское поднятие. В осадочном чехле здесь выделяется положительная протяженная структура субширотного простирания, протягивающаяся через всю акваторию Азовского моря и составляющая вместе с Каневско-Березанской зоной поднятий и др. – Азовско-Ейский мегавал (по современным представлениям).

На северо-западе провинции выделяется юго-восточное погружение Донбасса, Азовский выступ (Ростовский свод), южнее Азовско-Ейский мегавал, севернее Иркиевская впадина, восточнее Западно-Кубанская и Западно-Ставропольская впадины, в центре Ставропольский свод, восточнее

Восточно-Ставропольская впадина, восточнее Прикумская зона поднятий, южнее Ногайская ступень. В северной части с северо-запада на юго-восток протягивается кряж Карпинского, южнее система Манычских прогибов, на юг от Азовско-Ейского мегавала выделяется Тимашевская ступень. На юге провинции выделяют Северо-Кавказский краевой массив.

Большую роль в формировании структуры платформенного чехла сыграли региональные разломы в фундаменте. Они обусловили глыбово-блоковое строение самого фундамента, определили границы крупных структурных элементов, движения же по унаследованно-возраждённым разломам явились причиной унаследованности основных структурных элементов нижних этажей платформенного чехла от структур фундамента и образования в верхнем этаже наложенных обширных впадин. Особенно тесную связь с разломами имеют два типа региональных структур: **1)** узкие линейно-вытянутые, приразломные или надразломные прогибы (грабены) – Манычские, Беломечеткинский и др.; **2)** межразломные блоки изометрической формы – Азовский выступ, Северо-Ставропольский блок, блоки кряжа Карпинского, блоки Прикумской зоны. Простираения разломов в пределах провинции самые разнообразные.

На севере провинции выделяется кряж Карпинского – это одна из крупнейших структур Скифской плиты. Он протягивается от Донбасса на западе до Каспийского моря, восточным продолжением возможно является Мангышлакский антиклинорий. Складчатый верхнепалеозойский фундамент выходит на поверхность по периферии Донбасса и погружается до 3 км у побережья Каспия и до 5 км в среднем Каспии (Каламкаров, 2003). В целом, это огромный горст складчатого фундамента, которому соответствует протяженные поднятия осадочного чехла. Сочетание системы продольных и поперечных разломов определило блоковое строение кряжа. Наиболее крупными блоками с запада на восток являются: Ремонтненский, Бузгинский, Джанайский (Промысловский). В платформенном чехле здесь выделяют

валы, зоны поднятий, ступени, прогибы. На крайнем востоке: Полдневский вал, Промысловско-Цубукский вал, Камышанско-Каспийский вал (ступень). На Бузгинском блоке – Бузгинское поднятие, Элистинский вал, Белоглинский вал и др. По сбросам субмеридионального направления кряж ступенчато погружается с северо-запада на юго-восток.

Зона Манычских прогибов – протяженная линейная структура, ограничивающая кряж с юга. Она унаследована от пермско-триасового грабенообразного прогиба, ограниченного с севера и юга разломами. Поперечными разломами впадина (прогиб) разделяется на систему грабенов, которые каскадно погружаются с северо-запада на юго-восток, при этом глубина фундамента изменяется от 1 до 6-7 км. Борты прогибов осложнены локальными поднятиями. В Восточно - Манычском прогибе выделяется Дадынский вал (Каламкаров, 2003) и ряд прогибов.

Ростовский свод (Азовский выступ – Каламкаров, 2003г) выделяется на северо-западе, по разным данным границы его проводятся условно, особенно западная и восточная. Фундамент его докембрийский, границы по фундаменту проводятся по разломам, в осадочном чехле по флексурам. Платформенный чехол на большей части свода начинается с нижнего мела и мощность его изменяется от 400 м до 2-3 км. Несколько десятков локальных структур, выявленных здесь на склонах, имеют куполовидную или брахиантиклинальную форму, небольшие размеры и амплитуду.

Азовско-Ейский мегавал (ранее Восточно-Азовское поднятие и Азовский вал) расположен на западе провинции и представляет крупную сложно построенную структуру, продолжающуюся по дну Азовского моря на запад до Крыма. Мегавал включает ряд валов (Азовский, Каневско-Березанский, Усть-Лабинский). На севере мегавал ограничен Иркиевской впадиной, на юге Тимашевской ступенью. Наиболее четко валы и осложняющие их поднятия прослеживаются в меловых и палеогеновых отложениях. Олигоцен – неогеновый комплекс пород в восточной части

мегавала залегает моноклиinallyно, а в западной, в основном в акватории Азовского моря, он участвует в складчатости.

Восточно-Кубанская впадина расположена между Азовско-Ейским мегавалом и Ставропольским сводом. Существенную роль в осадочном выполнении играют юрские отложения с соленосной толщей. В бортовых частях впадины мощность юры сокращается до полного выклинивания. По особенностям строения в ее пределах выделяются Кропоткинский и Беломечетский прогибы. Последний прогиб является сквозным от перми-триаса до неогена. Кропоткинский же наиболее четко выделяется в юрско-меловом комплексе. В пределах прогибов выделяют поднятия, которые иногда объединяют в антиклинальные зоны: Темиргоевскую, Кропоткинскую, Советскую, Южно-Советскую.

Западно-Ставропольская впадина располагается между Ростовским сводом и Ставропольским сводом. Ранее на ее месте выделялся Песчанокопский прогиб, который относился к Восточно-Кубанской впадине. Фундамент на глубине 2,3 км на севере и 3,5 км на юге. Пермско-триасовые отложения развиты в отдельных грабенах. Платформенный чехол начинается в основном с нижнего мела, бортовые части осложнены локальными поднятиями.

Ставропольский свод – крупная, поперечная по отношению к общему кавказскому простираанию структура. Этот свод является сквозной структурой, развивающейся над группой разновозрастных блоков фундамента. Промежуточный этаж (верхнепермский) залегает в грабене в центральной части свода. Некоторые исследователи выделяют 3 блока: Северный, Южный и Восточный. Для свода характерна сокращенная мощность платформенного чехла, который начинается с нижнего мела. Блоки осложнены локальными поднятиями, которые иногда образуют валообразные зоны: Северо-Ставропольский вал, Грачевско-Благодарненский на северном

блоке. Структуры южного блока характеризуются линейной формой и более значительными амплитудами.

Прикумская зона поднятий (ранее Озек-Суатский выступ в фундаменте) простирается от восточной части Ставропольского свода до побережья Каспия, ступенчато погружаясь по поверхности фундамента от 3 до 6 км. На большей части этого элемента развит промежуточный комплекс (триасовый). Выступ фундамента осложнен рядом блоков. С северо-запада на юго-восток это Гороховский, Величаевско-Озек-Суатский, Сухокумский и поднятие Черного рынка.

По юрским горизонтам Прикумская зона представляет крупный структурный нос, наиболее приподнятый на северо-западе, где юра частично размыта. В меловых отложениях выделяется ряд плоских ступеней, осложненных локальными поднятиями. Такое же строение сохраняется и в палеогене. Майкопские и более молодые отложения лежат моноклинально. В юрско-палеогеновом комплексе в пределах этой зоны выделяются многочисленные локальные поднятия, иногда образующие валы или зоны, имеющие кулисообразное взаимное расположение и различную ориентировку: Величаевско-Максимокумская, Озек-Суатско-Левокумская, Прасковейско-Ачикулакская и др. Локальные поднятия брахиантиклинальные, куполовидные, иногда нарушенные. Есть органогенные постройки (в триасе).

Восточно-Ставропольская впадина расположена к юго-востоку от Ставропольского свода. Фундамент на глубинах от 2 до 6 км (на востоке). На большей части впадины развит промежуточный комплекс, особенно на востоке (до 1 км). Платформенный комплекс начинается с юры на востоке и нижнего мела на западе. На севере впадины выделяются небольшие по размерам, малоамплитудные поднятия (по мелу).

С юга Прикумская зона поднятий ограничена Ногайской ступенью. По фундаменту эта система продольных и поперечных поднятий и прогибов.

Последние заполнены мощным (до 1,5 км) промежуточным комплексом. Разрез платформенного чехла в основном начинается с пород нижнего мела. Платформенный чехол характеризуется моноклиналим залеганием и развитием немногочисленных локальных поднятий. На востоке в среднем Каспии она переходит в Центрально-Каспийскую моноклиналию.

Северо-Кавказский массив расположен на юге провинции. Глубинными разломами он ограничен на юге и севере и по истории тектонического развития представляет эпиплатформенный ороген. Горный рельеф массива сформировался в неоген-антропогеновое время, когда он был вовлечен в активное воздымание вместе с Кавказским антиклинорием. На большей же части мезо-кайнозойской истории он вместе с Восточно-Кубанской впадиной был частью Скифской плиты. Фундамент здесь палеозойский. На поверхности фундамента моноклиналим лежат породы триаса (только на западе), юры, мела и палеогена.

Сам массив включает два выступа: Адыгейский и Минераловодский, разделенные моноклиналию.

Адыгейский выступ осложнен локальными поднятиями, образующими зоны: Майкопско-Ярославскую, Ширвано-Безводненскую, Баракаевскую.

Тимашевская ступень-моноклиналию расположена южнее Азовско-Ейского мегавала, где фундамент погружается в южном направлении от 3 до 5 км. Разлит промежуточный комплекс мощностью 0,5 – 1,5 км. Платформенный этаж начинается с юры на юге и с нижнего мела на севере. Ступень осложнена небольшими локальными поднятиями (по неогену).

На западе провинции, между Ростовским сводом и Азово-Ейским мегавалом на последних схемах тектоники выделяется Ирклиевская впадина, в пределах которой выделяется Ленинградская и Крыловская зоны поднятий. Ранее эти зоны рассматривались в пределах Восточно-Азовского поднятия. Локальные структуры прослежены в меловых отложениях.

Характеристика разреза

Собственно платформенный чехол представлен породами начиная с юры и до кайнозоя, стратиграфический объем которых, мощность и состав несколько отличны для западной, центральной (Ставропольский свод) и восточной частей провинции.

Промежуточный комплекс (пермско-триасовый) представлен терригенными и карбонатными породами, наиболее широко он развит в грабенах западной и восточной частей провинции. Наибольший интерес в этом комплексе представляют триасовые отложения, которые имеют максимальную мощность до 2,3-3 км на востоке, где в нижнем триасе развиты мощные рифогенные известняки. В центральной части провинции триасовые отложения отсутствуют (Ставропольский свод).

Юрская система

В западной части присутствует в полном объеме юра в Восточно-Кубанской впадине. Преобладают песчано-глинистые отложения. Мощность 900-1000-2000 м.

В центральной части на склонах Ставропольского свода средняя и верхняя юра карбонатно-терригенная. Мощность от единиц и до первых сотен метров.

В восточной части полный объем юры, песчано-глинистые отложения, в верхней юре есть доломиты, мергели. Мощность 1000-1600 м.

Меловая система

Нижний отдел

Верхняя часть нижнего мела преимущественно терригенная распространена повсеместно, выклиниваясь лишь на наиболее приподнятых элементах (Ставропольский свод, Ростовский свод, Сальское поднятие и др.). Нижняя часть распространена ограниченно преимущественно во впадинах. Мощность нижнемеловых отложений изменяется от 0 до 1200 м (Чернолесский прогиб).

Верхний отдел

На большей части провинции – известняки, мергели с прослоями терригенных пород (Ставропольский свод, север провинции). Мощность меняется от нескольких десятков метров на сводах (Северо-Ставропольский, Ростовский) до 900-1000 м (Восточно-Кубанская и др.).

Кайнозойская эратема

Палеогеновая система

Палеоцен

Нижний палеоцен распространен не в полном объеме на Азовско-Ейском мегавалу, Тимашевской ступени и Ставропольском своде:

В западной части провинции это песчано-глинистые отложения с прослоями известняков. Мощность до 800 м.

В центральной части это песчано-глинистые породы с опоками. Мощность 350-750 м.

В восточной части представлен песчано-глинистыми породами с прослоями мергелей. Мощность 0-110 м.

Эоцен

В западной части провинции это песчано-глинистые породы с прослоями мергелей. Мощность 600-800 м.

В центральной части это песчано-глинистые породы с мергелями, известняками. Мощность на севере 250-490 м. На юге 190-240 м.

На востоке это глинисто-карбонатные породы мощностью 200-260 м.

Олигоцен-нижний миоцен

Майкопская свита

В западной части провинции это песчано-глинистые породы с прослоями мергелей, доломитов. Мощность 800-1000 м.

В центральной части представлена глинами с прослоями песков, алевролитов, мергелей. Мощность 750-1000 м.

В восточной части – глины с прослоями алевролитов, и мергелей. Мощность 1400-2600 м.

Неогеновая система

Средний и верхний миоцен

Тортонский, сарматский, меотический ярусы

На западе провинции песчано-глинистые породы с прослоями мергелей и известняков. Мощность 460-700 м.

В центральной части провинции это песчано-глинистые и глинисто-известняковые породы. Мощность 400-800 м.

В восточной части провинции представлены песчано-глинистыми, глинисто-известняковыми и глинисто-мергелистыми толщами. Мощность 620-920 м.

Плиоцен

Нижний плиоцен (понтический ярус) отсутствует на востоке, в центре и на западе песчано-глинистые породы с ракушняками. Мощность на западе 20-140 м, а в центре 10-80 м.

Средний и верхний плиоцен

В западной части провинции представлены континентальными, песчано-глинистыми отложениями. Мощность 100-500 м (на юге).

В центральной части – пески, песчаники и конгломераты. Мощность до 120 м.

В восточной части провинции песчано-глинистые породы, конгломераты, галечники. Мощность 450-800 м.

Четвертичная система

Континентальные и морские породы: пески, глины, конгломераты, ракушняки. Мощность от нескольких метров до 100 и более.

Нефтегазоносность

Важную роль в добыче нефти и газа Предкавказская провинция играла в 60-70-е годы прошлого века. В последние годы крупные месторождения открыты в акватории Каспийского моря. Промышленные скопления углеводородов установлены по всему разрезу от перми-триаса до неогена,

однако значение отдельных комплексов в общем объеме балансов нефти и газа различно.

Снизу вверх в разрезе выделяют следующие нефтегазоносные комплексы:

1. **Триасовый** (пермско-триасовый) НГК мощностью 0-2500 м. представлен терригенными и карбонатными породами. Природные резервуары приурочены к коллекторам трещинно-кавернозного типа. В триасе есть органогенные постройки. Продуктивен на западе (Ленинградское, Каневское, Челбасское и другие месторождения) и на востоке (Урожайное, Колодезное, Юбилейное, Восточное, Зимняя ставка и др. месторождения), небольшие залежи установлены на Адыгейском выступе.

2. **Юрский НГК** мощностью от 0-600 м до 1500-2500 м разделяется на два подкомплекса: верхний – карбонатно-эвапоритовый (верхнеюрский) и нижний – терригенный (нижне-, среднеюрский). В комплексе выделяется до 5 продуктивных горизонтов мощностью 10-40 м. Продуктивен в основном на востоке – Прикумская зона – Озек-Суат, Величаевское, Максимокумское, Русский Хутор и др. месторождения; на кряже Карпинского – Каспийское и др. месторождения; на западе – Восточно-Кубанская впадина – Темиргоевское, Южно-Советское; на Адыгейском выступе – Баракаевское, Майкопское. В акватории Каспия – имени Корчагина, Сарматское, Хвалыньское и др.

3. **Нижнемеловой НГК** мощностью 0-800 м подразделяется на два подкомплекса. Верхний апт-альбский (терригенный) содержит до 5 пластов мощностью 10-50 м. Нижний (неоком) – терригенно-карбонатный, имеет в своем составе до 7 продуктивных пластов. Этот комплекс основной по запасам. Продуктивен по всей площади провинции. На западе – Старо-Минское, Ленинградское, Березанское; в Крыму – Западно-Октябрьское; на Ставропольском своде – Мирненское месторождение. В Восточно-Кубанской

впадине, на Адыгейском выступе – Майкопское месторождение. Преобладают на западе газовые и газоконденсатные залежи. На востоке открыты нефтяные и газоконденсатные залежи в Прикумской зоне – Величаевское, Озек–Суатское, Сухокумское и др. месторождения; на кряже Карпинского – Промысловское, Олейнековское и др. месторождения; в акватории Каспийского моря – им. Корчагина и др.

4. **Верхнемеловой комплекс** мощностью 250-750 м преимущественно карбонатный, продуктивен почти по всей площади провинции. На западе в Крыму – Серебрянское и др. месторождения, на кряже Карпинского – Олейнековское и др., в Прикумской зоне – Величаевское, Ачикулакское, Прасковейское и др.

5. **Палеогеновый терригенно-карбонатный комплекс** мощностью 300-2000 м содержит преимущественно газовые залежи и лишь на востоке (Прикумская зона) встречаются нефтяные залежи. Наиболее крупные залежи на Ставропольском своде (Северо-Ставропольско-Пелагиадинское, Тахта-Кугультинское и др.). Продуктивен комплекс в Крыму (Джанкойское, Стрелковое и др.).

6. **Неогеновый (миоценовый) комплекс** терригенный характеризуется значительной литологической изменчивостью, преимущественно газоносен. Залежи установлены на Ставропольском своде, Тимашевской ступени и других участках. Чаще всего они связаны с линзами песков и алевролитов в майкопской свите.

Месторождения связаны с валообразными, куполовидными поднятиями, реже с рифовыми массивами. Месторождения, как правило, многопластовые, по флюидам разнообразные.

Большая часть залежей - пластовые сводовые, встречаются массивные, литологически и стратиграфически экранированные.

Нефтегеологическое районирование

Единой общепринятой схемы нефтегеологического районирования нет. Разные авторы выделяют различные по количеству и названию нефтегазоносные области. По одной из схем выделяют: 1) Ейско-Березанскую, 2) Восточно-Кубанскую, 3) Ставропольскую, 4) Восточно-Ставропольскую, 4) НГО кряжа Карпинского, 5) Прикумскую, 6) Восточно-Манычскую, 7) Причерноморско-Крымскую.

По одной из последних схем (Каламкарров, 2003) выделяется 6 НГО:

- 1) Причерноморско-Крымская,
- 2) Азовско-Кубанская (Ейско-Березанская и Восточно-Кубанская предыдущей схемы),
- 3) Терско-Кумская (Прикумская, Восточно-Манычская, Восточно-Ставропольская по предыдущей схеме),
- 4) Ставропольская,
- 5) кряжа Карпинского
- 6) Центрально-Каспийская (акватория среднего Каспия).

Причерноморско-Крымская нефтегазоносная область

Расположена в пределах Каркинитско-Северо-Крымского прогиба. Сложена в основном мел-палеогеновыми отложениями. Главным нефтегазоносным комплексом является палеогеновый (майкопские и палеоценовые отложения). Единичные залежи установлены в нижнем мелу (Западно-Октябрьское, Октябрьское, Джанкойское месторождения). На Джанкойском, Голицинском и Стрелковом месторождениях залежи газа в алевролитах и песчаниках майкопской свиты. Дебиты газа от 3-6 тыс. м³/с до 280 тыс.м³/с.

Ейско-Березанская нефтегазоносная область

Она включает восточную часть Азовско-Ейского мегавала, Азовский (Ростовский) свод, Ирклиевскую впадину, Тимашевскую ступень, Западно-Ставропольскую впадину и акваторию Азовского моря. В осадочном чехле выделяется ряд валов или зон поднятий: Ленинградский, Каневский, Березанский, Азовский и др. Валы осложнены локальными поднятиями куполовидными или брахиантиклинальными с амплитудой от 50 до 150-200 м. Наиболее четко эти поднятия выражены в мелу. В неогене они не находят четкого отражения. Многочисленные локальные поднятия осложняют склоны Ростовского свода. Небольшие малоамплитудные поднятия в неогене осложняют Тимашевскую ступень. Основной нефтегазоносный комплекс – нижнемеловой - апт-альбский песчано-глинистый. Коллекторы – песчаники и алевролиты с хорошими коллекторскими свойствами. Реже продуктивны пермско-триасовый комплекс, неоком, верхний мел, эоцен и миоцен. Месторождения преобладают антиклинального типа, залежи пластово-сводовые, есть массивные (триас), литологически экранированные (Крыловское). Флюиды преобладают газоконденсатные и газовые. В последнее время открыты залежи в акватории Азовского моря, на Тимашевской ступени. Наиболее крупные месторождения связаны с Ленинградским валом и структурами Азовско-Ейского мегавала.

Старо-Минское газоконденсатное месторождение (1957 г.) расположено на Ленинградском валу в 160 км севернее города Краснодара. По кровле нижнего альба брахиантиклинальная структура 2х25км, амплитуда 180-190 м. По неогену – моноклираль.

Залежь газоконденсата в нижнем альбе и породах перми-триаса. Коллекторы – песчаники, алевролиты. Эффективная мощность 20-70м. Дебиты газа 140 тыс. м³/с – 1,6 млн. м³/с. Залежь массивная. Содержание конденсата – 150 см³/м³.

Ленинградское газоконденсатное месторождение (1957 г.) расположено на одноименном валу в 180 км к северо-западу от г. Краснодара.

Брахиантиклинальная структура по нижнему альбу осложнена пиллюрами куполами и имеет размер 5x21 км, амплитуда 250 м. По неогену – моноклираль. Залежь газоконденсата в альбе. Коллекторы – пески, песчаники, алевролиты. Эффективная мощность 33-78 м. Содержание конденсата 55 см³/м³. Дебиты газа от 350 тыс.м³/с до 3,5 млнм³ /с. Залежь – пластово-сводовая.

Каневско-Лебяжье газоконденсатное месторождение (1956 г.) расположено в 150 км к северо-западу от г.Краснодара на Каневском валу. По нижнему мелу это брахиантиклиналь, 28x4км, амплитуда 225 м. По неогену моноклираль. Продуктивны: эоцен – пласты алевролитов, песчаников, некоторые выклиниваются к своду. Залежи пластово-сводовые, частично литологически экранированные. Альбские песчаники и трещиноватые породы палеозоя (известняки) также продуктивны.

На Ростовском своде небольшие месторождения на южном склоне Куцевское, Екатериновское и др. Продуктивны нижнемеловые отложения. На северном склоне – Синявское, Ростовское, Азовское. Продуктивны эоценовые, верхне- и нижнемеловые отложения. Месторождения газоконденсата небольшие. На Тимашевской ступени в последние годы открыто около 10 мелких газовых месторождений в неогеновых отложениях (Лебедянское, Суворовское, Роговское, Днепровское и др.). Перспективна акватория Азовского моря.

Здесь открыты Западно-Бейсугское, Прибрежное, Новое месторождения (запасы последнего более 3 млн. т нефти; более 1млрд. м³ газа). В северо-восточной части закартировано 14 новых структур. Начальные суммарные геологические ресурсы (НСГР) в акватории оцениваются в 1,6 млрд. т условного топлива.

Восточно-Кубанская нефтегазоносная область

Она включает Восточно-Кубанскую впадину и Адыгейский выступ.

Восточно-Кубанская впадина соответствует нескольким опущенным блокам фундамента. В ее пределах принято выделять Кропоткинский прогиб (сооружение юрского и мел-палеогенового этажей) и Беломечеткинский прогиб на юго-востоке (этот прогиб прослеживается в юрских, мел-палеогеновых и неогеновых отложениях). Эти прогибы осложнены локальными поднятиями, которые иногда объединяются в зоны. С локальными поднятиями связаны месторождения. Продуктивны терригенные породы нижней и средней юры, терригенные и карбонатные породы верхней юры, песчаники нижнего мела, а также палеоценовые и эоценовые породы. В центральной части Восточно-Кубанской впадины развита гипсо-ангидритовая толща верхней юры, которая является хорошим флюидоупором.

Преобладают в Восточно-Кубанской впадине месторождения антиклинального типа, они образуют несколько зон нефтегазонакопления: Темиргоевскую, Кропоткинскую, Армави́ро-Советскую, Южно-Советскую.

Одним из известных здесь месторождений является *Темиргоевское* газоконденсатное месторождение, приурочено оно к широтному валообразному поднятию. Залежь газоконденсата в верхнеюрских песчаниках и алевролитах. Глубина 5300 м. Небольшая залежь в миоцене.

К северо-востоку от Темиргоевской зоны располагаются Митрофановское, Кавказское, Малороссийское, Соколовское и другие месторождения. Они объединяются в Кропоткинскую нефтегазоносную зону. Продуктивны на них в основном нижнемеловые отложения.

В Беломечеткинском прогибе на юго-востоке области известно ряд небольших газонефтяных месторождений, которые образуют Армави́ро-Советскую (Армави́рское, Трехсельское, Советское и др.) и Южно-Советскую (Южно-Советское, Бесскорбнинское и др.) зоны нефтегазонакопления. Продуктивны среднеюрские и нижнемеловые отложения. На некоторых месторождениях отмечается выклинивание

песчаных юрских пластов к сводам поднятий. В связи с этим формируются литологически экранированные залежи. Примером может служить *Южно-Советское* месторождение (1961 г.), оно приурочено к брахиантиклинальной складке (3x6 км, амплитуда 100 м). Залежи в апте газовые пластово-сводовые, а в келловее литологически экранированные.

В составе Восточно-Кубанской НГО в качестве самостоятельного района выделяется ряд месторождений в пределах Адыгейского выступа.

Адыгейский выступ – это обширный, выдающийся на север структурный нос. В его пределах на фундаменте лежат триасовые или юрские отложения. В верхней юре – есть рифы. В пределах выступа на севере выделяется Майкопско-Ярославская зона, на западе – Ширвано-Безводнинская зона погребенных структур, часть из них связана с верхнеюрскими рифами, и на юго-востоке – Баракаевская зона. С этими зонами связаны месторождения.

Продуктивны в пределах Адыгейского выступа триасовые терригенно-карбонатные отложения, средне-, верхнеюрские – терригенно-карбонатные отложения, нижнемеловые – терригенные породы, а также верхний мел и палеоцен.

Наиболее крупным месторождением является Майкопское (1957 г.). Приурочено оно к брахиантиклинальной складке (4x12 км, амплитуда 100 м). Снизу вверх структура выполаживается. Залежи в среднеюрских и нижнемеловых отложениях пластовые сводовые, одна залежь в альбе литологически ограниченная. Небольшая залежь в чокракском горизонте. Запасы 80 млрд.м³. Содержание конденсата 35-80 см³/м³.

Остальные месторождения Ширванское, Безводненское, Южно-Дагестанское (триас, верхняя юра), Баракаевское (верхняя юра) небольшие.

Ширвано-Безводненское месторождение (1953 г.). По поверхности известняков верхней юры выделяются два поднятия: Безводненское (западное) и Ширванское (восточное) в мелу и палеогене – моноклираль.

Промышленная нефтегазоносность связана с нижнем мелом и в меньшей степени с юрой. В нижнем мелу залежи литологические, в юре залежь пластово-массивная (Ширванское поднятие). Запасы 2,3 млрд.м³.

Баракаевское месторождение (1961 г.), приурочено к полосе выклинивания песчаных пачек средней юры. В юре 5 пластов песчаников. Эффективная мощность – 0 – 10-17 м. Залежи литологические, газонефтяные. Дебиты нефти 12-57 т/с; газа 200-1700 тыс. м³/с.

Ставропольская нефтегазоносная область

Эта область приурочена к одноименному своду. Это крупная сквозная структура платформенного чехла, развивавшаяся над группой блоков фундамента. Платформенный чехол неоген-палеоценового и мелового возраста имеет мощность 1000-2000 м. Продуктивны палеоцен, олигоцен (хадумский горизонт), верхняя часть майкопской свиты, чокракский и караганский горизонты и нижний мел. Коллекторы песчаники, алевролиты. Наибольшие запасы газа в олигоцене. В палеогеновом комплексе сосредоточено 95% начальных разведанных запасов газа.

В пределах области выделяют 3 района: Северный, Южный, Восточный или Мирненский. В **Южном** районе известны газонефтяные залежи. В **Северном** преобладают газовые. Наиболее крупные месторождения в Северном районе. Они связаны с Северо-Ставропольским валом. Более мелкие месторождения в северном районе связаны с Грачевско-Благодарненским валом (Грачевское).

Тахта-Кугультинское месторождение (1951 г.) расположено в 60 км к северо-востоку от г.Ставрополя. По кровле хадумского горизонта структура имеет размеры 38x55 км, амплитуду 60-70 м. Основной продуктивный горизонт – хадумский, 2 пачки, коллекторы- алевролиты. Запасы примерно 30 млрд. м³.

Северо-Ставропольско-Пелагиадинское месторождение (1951 г.) расположено в 27 км к северо-западу от г. Ставрополя. Размер двух

поднятий: 33x19 и 20x12 км. Разделены поднятия неглубокой седловиной. Амплитуда 200-300 м. Газоносность связана с эоценом, олигоценем и миоценом (чокракский горизонт). Основная залежь в хадумском горизонте – алевролиты, пески. Толщина пластов-коллекторов 65-70 м. Залежь пластовая сводовая. Дебиты газа 300-500 тыс. м³/с. Добыто с 1956 г. больше 203 млрд. м³ газа. Залежь выработана. В эоцене залежь только на Северо-Ставропольском поднятии. Коллекторы пески, песчаники. Залежь пластовая сводовая. С начала разработки отобрано больше 8 млрд. м³ газа. Залежь выработана. Небольшая залежь в песчаниках чокракского горизонта. Начальные запасы месторождения оценивались в 220 млрд. м³, отобрано больше 211 млрд. м³.

Вторым по запасам месторождением в пределах Ставропольской НГО является *Мирненское* газоконденсатное месторождение (1958 г.). Расположено оно в пределах Мирненского блока и приурочено к куполовидному поднятию (12x10 км и амплитуда 70 м в нижнем мелу). По кровле одного из пластов майкопской свиты структура двухкупольная размером 5x11 км. Основные залежи в нижнем мелу – три залежи (I, II, IV горизонты). Залежи пластовые сводовые частично литологически экранированные (IV горизонт). Эффективная толщина коллекторов колеблется от 5-9,1 м до 22,3 м (II горизонт). Дебиты газа от 115 до 520 тыс. м³/с. Газ II горизонта содержит конденсат. Начальные запасы 52,6 млрд. м³. Небольшая залежь в майкопской свите.

Южно-Ставропольский газонефтяной район

В пределах Южно-Ставропольского блока известны небольшие по запасам залежи нефти и газа. В западной части района Александровское газонефтяное (эоцен, палеоцен). Убежинское нефтяное, Николаевское нефтяное месторождения. Коллекторы в палеоцене-эоцене песчаники, алевролиты.

В восточной части района Северо-Нагутское месторождение. Продуктивны нижнемеловые отложения – 2 пласта и эоцен.

Восточно-Ставропольская нефтегазоносная область

Она приурочена к одноименной впадине и Ногайской ступени. Восточно-Ставропольская впадина наиболее четко выражена в юрском и мел-палеогеновом этажах и погребена под Терско-Кумской наложенной впадиной (в неогене). Борты этой впадины осложнены локальными поднятиями. С ними связаны небольшие месторождения. Одно из них Журавское приурочено к антиклинальному поднятию размером 15,5x7 км, амплитуда 25 м по кровле чокракского горизонта. Продуктивны чокракский горизонт – залежь газа, хадумский горизонт – залежь нефти и нижний мел.

На западе на границе с Южно-Ставропольским блоком выявлено Веселовское месторождение (залежи в эоцене и нижнем мелу).

Ряд месторождений известен в пределах Ногайской ступени с залежами в средней и верхней юре и нижнем мелу – Граничное, Капиевское, Соляное (газ в верхней юре).

Капиевское нефтяное месторождение приурочено к брахиантиклинальной складке в юрских и меловых горизонтах. Залежи нефтяные пластовые, сводовые с элементами литологического экранирования в средней юре (2 пласта) и нижнем мелу (2 пласта).

Прикумская нефтегазоносная область

Эта область приурочена к одноименной погребенной под неогеном зоной поднятий. Это одна из важных нефтеносных областей провинции, здесь преобладают нефтяные залежи, встречаются газонефтяные и газоконденсатные. Месторождения преобладают антиклинального типа, залежи разнообразные (пластовые сводовые, экранированные – литологически, стратиграфически, тектонически, массивные). Месторождения как правило многопластовые. Группы месторождений образуют отдельные зоны, количество которых и названия у разных авторов различны. По одной из схем выделяют Величаевско-Максимокумскую на севере, Озек-Суатско-Левокумскую в центре, Прасковейско-Ачикулакскую

на юге. Границы области (особенно южная и северная) на разных схемах проводятся авторами по разному. В разрезе Прикумской НГО выделяют до 30 продуктивных горизонтов. Продуктивны отложения от триаса до неогена. Известно больше 60 месторождений.

Триасовый комплекс – терригенно-карбонатный, содержит залежи нефти (Зимняя Ставка, Русский Хутор, Совхозное, Юбилейное, Восточное, Урожайное, Колодезное и др.). В составе этого комплекса присутствуют рифовые известняки на севере на границе с Восточно-Маньчским прогибом.

Нижне-среднеюрский преимущественно терригенный, продуктивен на востоке, юго-востоке.

Вехнеюрский карбонатный. Юрские отложения продуктивны на 30 с лишним месторождениях.

Нижнемеловой (готерив, баррем, альб, апт) – 8 пластов, преимущественно терригенные. Наиболее продуктивен на востоке.

Вехнемеловой - карбонатный наиболее часто продуктивен на юге и юго-западе.

Палеогеновый терригенно-карбонатный комплекс. В основном продуктивен на юго-западе.

Неогеновый комплекс – залежи в чокракском горизонте миоцена, преимущественно газовые.

Основные по запасам комплексы: нижнемеловой, юрский и палеогеновый.

Наиболее типичными месторождениями являются Величаевское, Озек-Суатское, Прасковейское и другие.

Величаевско-Колодезное нефтегазовое месторождение (1957 г.). Оно расположено в Величаевско-Масимокумской зоне. Месторождение многопластовое, связано с двухкупольной брахиантиклиналью размером 19x5 км и амплитудой 40 метров. На месторождении 2 небольшие залежи газа в майкопской свите и 20 нефтяных залежей в верхнем, нижнем мелу,

юре и триасе. Площадь месторождения больше 70 км². Основной нефтяной комплекс (15 залежей) – неоком, апт, альб. Большая часть залежей пластовые сводовые, есть с литологическим экранированием. Дебиты нефти 10-15,5 т/с. Нефти в основном легкие. Залежи средней юры пластовые сводовые нередко с литологическим ограничением. Коллекторы песчаники, алевролиты. Дебиты 15-56 т/с.

В триасе на глубине 3630 м выявлена залежь в кавернозно-трещиноватых известняках, массивная, стратиграфически экранированная. Дебиты 14-35 т/с, нефть легкая. Небольшая залежь известна в трещиноватых известняках верхнего мела.

Озек-Суатское нефтяное месторождение (1953 г.) расположено в центральной части Прикумской зоны, в пределах Озек-Суатско-Левокумской зоны. Приурочено к крупной антиклинальной структуре, прослеживающейся в разрезе мезозоя и палеогена. Для нее характерно несовпадение структурных планов по горизонтам юры и мела, а также наличие нескольких осложняющих складку поднятий. Наиболее крупное Озек-Суатское имеет куполовидную форму и размер по горизонтам готерива 7x11 км и амплитуду 80м. Месторождение многопластовое: 9 продуктивных горизонтов в юре и мелу и 1 горизонт в олигоцене (хадумский). Наиболее крупные залежи нефти в IX пласте баррема и XIII пласте готерива. Залежи пластовые сводовые с элементами стратиграфического и литологического экранирования. Дебиты нефти 110-130 т/с. Нефть легкая.

В средней юре залежи связаны с пластами песчаников и алевролитов (5, 6) мощностью 10 -15 м. Залежи пластовые сводовые с элементами литологического и стратиграфического экранирования. Дебиты 60 – 80 т/с. Нефть легкая.

Прасковейское нефтяное месторождение (1956 г.) приурочено к крупной брахиантиклинальной структуре. По нижнему мелу размер 30x12 км, амплитуда 60 м, вверх структура выполаживается. Продуктивны

хадумский горизонт – алевролиты, мощность эффективная – 10 м. Эоцен – 3 горизонта – трещиноватые известняки и мергели. Палеоцен – известняки и мергели. Верхний мел – алевролиты. В них залежи нефти. В песчаниках чокракского горизонта залежь газа. Мощность эффективная -15 м. Залежи пластовые сводовые и литологические.

Ачикулакское нефтяное месторождение расположено в юго-западной части Прикумской зоны к востоку от Прасковейского месторождения. По горизонту нижнего мела брахиантиклинальная складка юго-восточного простирания, амплитуда 40 м. В разрезе установлены залежи нефти в нижнем, верхнем мелу и палеогене. В нижнем мелу залежь пластовая стратиграфически экранированная, в верхнем мелу пластовая сводовая литологически экранированная, в палеогене 3 залежи пластовые сводовые.

В конце 90-х гг. прошлого века севернее Прикумской зоны открыто ряд месторождений в Восточно-Маньчском прогибе. Залежи нефти, газа и газоконденсата выявлены в нижне-среднеюрских, нижнемеловых и триасовых отложениях. Месторождение Ильменское, Маньчское, Шахметское, Озерное, Южно-Буйнакское, Камышовое, Солнечное, Закумское.

Нефтегазоносная область кряжа Карпинского

В пределах кряжа промышленные залежи нефти газа выявлены в наиболее погруженной восточной части его в пределах Джанайского блока, единичные месторождения открыты в пределах Бузгинского блока.

В южной части Джанайского блока прослеживаются несколько плоских широких террас, сочленяющихся уступами. Вдоль уступов развиты валлообразные поднятия, с которыми связаны зоны нефтегазонакопления: Ачинеро-Каспийская, Краснокамышанская, Комсомольско-Артезианская и др. Поднятия, с которыми связаны месторождения в этих зонах иногда объединяются в Камышано-Каспийский вал (ступень) (Каламкаров, 2003). Основными продуктивными горизонтами здесь являются терригенные

неокомские и апт-альбские отложения. Продуктивны и терригенные юрские породы (Каспийское, Комсомольское месторождения).

Типичным здесь является *Краснокамышанское* месторождение (1963 г). Расположено оно в Краснокамышанской зоне, приурочено к антиклинальному поднятию субширотного простирания. В нижнемеловых отложениях здесь выделяются 3 отдельных купола: Южный, Северный и Красный – размеры их 10х3,5 км и 7,5х5 км, амплитуда 20 м.

Продуктивны нижнеаптские песчаники. Выявлены 3 залежи: газоконденсатная, газоконденсатная с нефтяной оторочкой и газонефтяная.

На Каспийском месторождении залежи нефти выявлены в аптских и юрских отложениях.

Севернее, в центральной части Джанайского блока выделяется Промысловско-Цубукский вал субширотного простирания. Протяженность его 150 км, ширина 20 км. Он осложнен сложно дислоцированными поднятиями, разбитыми нарушениями на мелкие блоки. В связи с этим месторождения здесь имеют сложное блоковое строение. Продуктивны в основном нижнеальбские песчаники. Месторождения: Промысловское, Олейниковское и др.

Промысловское газовое месторождение приурочено к поднятию, по кровле верхнего мела размеры 20х10 км, амплитуда 120-180м, по альбским горизонтам структура рассечена двумя крупными нарушениями, образующими в сводовой части грабен. Поперечные нарушения делят структуру на ряд блоков, расположенных к северу и югу от грабена. К двум блокам, расположенным севернее грабена, и приурочены залежи газа в песчаниках неоком-альба.

Олейниковское газонефтяное месторождение расположено к северо-западу от Промысловского. Имеет блоковое строение. Основные залежи нефти и газа в песчаниках неоком-альба. Кроме этого, небольшие залежи в песчаниках верхнего мела.

Единичные месторождения нефти и газа известны западнее Джанайского блока, в пределах Бузгинского блока. Это *Ики-Бурульское* газовое месторождение. Приурочено к поднятию северо-западного простирания, по горизонтам палеогена оно имеет размер 16x10км, а в нижнем мелу 9,5x5,5км, амплитуда 70-90 м.

В нижнем мелу и палеогене выявлены 4 газоносных пласта. Залежи пластовые сводовые. Коллекторы алевролиты и песчаники. Наибольшие дебиты из пласта в апте от 800 тыс. м³/с до 1,5 млн. м³/с. Здесь же выявлено Состинское нефтяное месторождение.

На южном склоне кряжа Карпинского на границе с Восточно-Манычским прогибом выявлены Северо-Комсомольское, Калининское и другие месторождения. Всего 8 месторождений в юрских, нижнемеловых горизонтах. Некоторые авторы относят эти месторождения к Восточно-Манычскому прогибу.

В последние годы промышленная нефтегазоносность установлена в акватории Среднего Каспия. Здесь по материалам сейсморазведки закартированы валы, зоны поднятий, прогибы на восточном продолжении крупных структурных элементов известных на суше. В акватории протрассированно восточное продолжение Полдненского вала, выявлен Ракушечно-Широтный вал, Хвалынский вал и др. С локальными поднятиями, осложняющими эти валы связаны крупные месторождения: Ракушечное, им. Корчагина, Хвалынское и др. Многие структуры выявленные здесь сейсморазведкой могут быть объектами для поисковых работ. Перспективы акватории Каспия связаны с меловыми и юрскими отложениями.

Месторождения в акватории Среднего Каспия объединены в **Центрально-Каспийскую нефтегазоносную область.**

Месторождение *Сарматское* (2002 г.) – нефтегазоконденсатное. В интервале 3049-3180 м выявлены газоконденсатная и 2 нефтяные залежи. Дебит нефти из доломитов верхней юры 76 т/с, и газа около 1 млн. м³/с.

Месторождение *им. Корчагина*. 6 залежей (690-1860м) – в средней, верхней юре, нижнем мелу. В средней юре коллекторы песчаники батского яруса, залежь газоконденсатная (дебиты газа 27 тыс.м³/с). В верхней юре коллекторы доломиты волжского яруса, нефть и газ (дебиты нефти 377 т/с). В нижнем мелу коллекторы песчаники неокома - газ, нефть (дебиты нефти 215 т/с, газа 646 тыс.м³/с). Запасы месторождения 30 млн.т и 67 млрд. м³.

Месторождение *им. 170-ого километра* – нефтегазоконденсатное: 2 залежи в альбе газоконденсатная и в титоне нефтегазоконденсатная. Дебиты нефти 350 т/с.

Месторождение *Хвалынское* – газоконденсатное. 3 залежи в нижнем мелу (альб, барем) коллекторы песчаники и в верхней юре доломиты. Залежи газоконденсатные. Дебиты нефти до 35,8 т/с.

Месторождение *Ракушечное* – газоконденсатное. В нижнем мелу 3 залежи, притоки из верхней юры. Приурочено месторождение к Северо-Ракушечному поднятию.

Месторождение *им. Филановского* – приурочено к Южно-Ракушечному поднятию (40x4км). Месторождение газоконденсатнонефтяное. 4 залежи: келовой, апт, альб, неоком. Основная по запасам газонефтяная залежь в неокоме. Она разделена на 3 блока, ограниченных тектоническими нарушениями. Залежи в блоках отличаются по флюидам и коллекторским свойствам (песчаники). По категории C₁+C₂ запасы 80 млн.т и 21 млрд.м³.

Извлекаемые запасы шести месторождений около 300 млн.т. и 700 млрд.м³ на 2009 год.

В 2008 году открыты новые месторождения Западно-Ракушечное (15 млн.т) и Центральное (94 млн.т. и 71 млрд.м³).

В качестве перспективной в пределах провинции можно рассматривать и акваторию Азовского моря, где также уже открыты новые небольшие месторождения. Определённые перспективы связаны с юрскими и триасовыми отложениями в прогибах и впадинах и на суше.

НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ ПРЕДГОРНЫХ ПРОГИБОВ БОЛЬШОГО КАВКАЗА

Располагается на территории Краснодарского края, Чечни, Ингушетии, Дагестана, частично в Азербайджане и Крымской области Украины.

С юга она ограничена альпийскими складчатыми сооружениями Кавказа и Крыма. Северная граница проводится в области резкого погружения южного склона Скифской плиты, от которой предгорные прогибы отделяются структурными уступами, образовавшимися над глубинными разломами в фундаменте.

Система прогибов включает на западе Индоло-Кубанский прогиб, на востоке Тёрско-Каспийский. Некоторые исследователи к данной провинции относят и Восточно-Кубанскую впадину с Адыгейским выступом (Каламкаров, 2003). На западе провинция занимает шельф Азовского, а на востоке – шельф Каспийского морей. Протяжённость с запада на восток 1200 км.

Эти прогибы были заложены в палеозойском складчатом основании к северу от Кавказской геосинклинали. На протяжении от юры до раннего палеогена на их территории происходило умеренное осадконакопление. К концу эоцена в Кавказской геосинклинали возникло центральное поднятие. С этого момента и вплоть до плиоцен-антропогенового времени отмечается интенсивное погружение прогибов и накопление мощных толщ палеогена и неогена, и образование своеобразных форм складчатости. В среднем плиоцене южнее Тёрско-Каспийского прогиба формируется Кусаро-Дивичинский прогиб широтного простирания, открывающийся в Среднекаспийскую впадину.

Крупный поперечный выступ в центральной части северного склона мегаантиклинория Большого Кавказа, испытавший в неогене значительное

воздымание, разделили существующий до этого единый прогиб на 2 самостоятельных: Индоло-Кубанский и Терско-Каспийский.

Прогибы характеризуются накоплением мощных толщ мезо-кайнозоя, достигающим по данным геофизики в осевых частях 12-13 км. Для них характерна резкая асимметрия: узкий, крутой, сложно дислоцированный южный борт, наиболее погруженная осевая зона, смещённая на юг, и пологий, широкий северный платформенный склон.

Вдоль южного борта располагаются резко выраженные передовые складки, образующие линейно вытянутые сложно построенные антиклинальные зоны, в строении которых принимают участие мезо-кайнозойские породы.

Наиболее погруженная часть прогибов шириной до 50 км выполнена олигоцен-неогеновыми и четвертичными отложениями большой мощности.

Северный борт (платформенный) осложнён поднятиями простыми, близкими к поднятиям Скифской плиты.

История изучения

Первые скважины, давшие притоки нефти, были заложены на Северном Кавказе в 1864 г. в долине р.Кудако, около г.Анапы. В 1893 г. первый фонтан нефти из среднемиоценовых отложений был получен в районе г. Грозного (Старогрозненское месторождение). До конца 40-х годов прошлого века основными продуктивными комплексами оставались олигоценные и среднемиоценовые отложения, а Западно-Кубанская нефтегазоносная область занимала ведущее место в СССР по добыче нефти.

В послевоенные годы начинается изучение и освоение мезозойских отложений. В 1953 г. открыта промышленная залежь нефти в известняках верхнего мела на месторождении Селли, а несколько позже на Карабулак-Ачалукской и др. площадях.

Во второй половине 60-х годов была установлена нефтегазоносность нижнемеловых и верхнеюрских отложений на ряде месторождений в районе

г. Грозного. В эти же годы были получены промышленные притоки нефти и газа из неогена в прибрежной полосе Дагестана (Инчхе-море).

С 1957 г. в провинции интенсивно ведётся сейсморазведка. Наиболее высокая плотность сейсмике характерна для Индоло-Кубанского прогиба, Тёрского, Сунженского антиклинориев.

Наибольшая плотность бурения характерна для Индоло-Кубанского прогиба, южного борта Тёрско-Каспийского прогиба. Достаточно хорошо изучены всеми видами поисково-разведочных работ кайнозойские отложения, слабее мезозойские особенно юрские. В настоящее время открыто более 150 месторождений. Установлена продуктивность от юры до плиоцена.

Тектоническое строение

Индоло-Кубанский прогиб, ограниченный с севера и юга глубинными разломами, имеет субширотное простирание. Он начинается в Крыму с Индольского прогиба и, протягиваясь до Адыгейского выступа, образует здесь в Кубанской его части Западно-Кубанский прогиб.

В разрезе здесь (на южном его борту) выделяются 2 структурных этажа: нижний – нижний палеоген и мел образует складчатое основание и сильно дислоцирован; верхний – средний майкоп и выше на значительной части прогиба представлен моноклиналью, осложнённой особенно на западе диапировыми структурами.

В современном структурном плане в Западно-Кубанском прогибе выделяется пологий широкий северный борт, осложненный небольшими малоамплитудными поднятиями (по неогену). Мезозойский структурный план здесь изучен слабо.

Южнее выделяется осевая часть прогиба, прижатая к его южному борту. Эта часть прогиба характеризуется мощной олигоцен-неогеновой молассой (6 – 7 км). Здесь широко развиты диапировые и криптодиапировые структуры, образующие Анастасиевско-Краснодарскую антиклинальную

зону, протягивающуюся от Тамани до г. Краснодара. Максимум диапиризма отмечается на западе.

Южный складчатый борт имеет сложное строение. В пределах Кубанской части этого борта под моноклинально залегающими олигоцен-неогеновыми отложениями развиты многочисленные, в различной степени дислоцированные линейные складки, образующие антиклинальные зоны: на крайнем юге Абинскую (Нижнебаканская, Южно-Абинская, г. Медвежья и другие структуры), Азовскую (Украинская, Ахтырско-Бугундырская, Глубокий Яр, Азовская и другие), севернее и восточнее Азовской зоны расположена Калужская зона (Северо-Крымская, Ахтырская, Ново-Дмитриевская и другие). Крайняя восточная часть складчатого борта прогиба представляет собой Нефтегорско-Хадыженскую моноклираль, сложенную олигоцен-неогеновыми отложениями, под которыми сейсморазведкой выявлено несколько поднятий. На западе складчатый борт прогиба представлен Керченско-Таманской зоной диапировых и криптодиапировых структур, нарушенных протяженными разрывами. Диапиризм вызван майкопскими глинами и часто сопровождается грязевыми вулканами.

В целом для Западно-Кубанского прогиба характерно усложнение складок с востока на запад и с севера на юг.

На крайнем западе в Крыму сложно построенные складки выделяются в Индольском прогибе.

Терско-Каспийский прогиб протягивается от Минераловодского выступа на западе до Апшеронского полуострова на юго-востоке, на севере и юге он ограничен глубинными разломами, имеет асимметричное строение. По простиранию он иногда расчленяется на три самостоятельных прогиба (части): Терско-Сунженский на западе, Дагестанский и Прикаспийско-Кубинский на востоке.

Терско-Сунженский прогиб протягивается более чем на 150 км. Наиболее погруженная часть прогиба располагается вдоль широтного

течения р. Терек и получила название «Притеречный ров». Она отличается мощными накоплениями мезо-кайнозоя (более 10 км). Особенно мощные (2,6 – 5 км) олигоцен-неогеновые отложения.

Южнее на протяжении 150 км выделяются два «антиклинория» Терский и южнее Сунженский, состоящие из ряда сложно построенных складок. В неогене складки узкие, сильно сжатые, асимметричные, осложненные взбросами, надвигами с амплитудой до 2 км. Антиклинали осложнены также поперечными и диагональными разрывами. В эоцен-меловых отложениях складки становятся более простыми (часто не нарушенными). Южнее Сунженского антиклинория выделяется впадина, а на крайнем юге складчатого борта прогиба выделяется моноклираль Черных гор. Она наклонена на север и осложнена рядом антиклинальных поднятий.

Северный борт прогиба, расположенный севернее Притеречного рва, представляет собой моноклираль, осложненную малоамплитудными поднятиями. Этот структурный элемент получил название «Затеречная равнина».

Все эти элементы на востоке ограничены крупным поперечным поднятием северо-восточного крыла Большого Кавказа – Дагестанским клином – представляющим собой выступ меловых пород в области развития палеоген-неогеновых отложений.

На меридиане г. Махачкалы простираение Терско-Каспийского прогиба меняется с субширотного на северо-запад – юго-восточное. Южнее Дагестанского клина выделяется Дагестанский прогиб. Его складчатый (западный) борт располагается на суше, а наиболее погруженная (осевая) зона и платформенный склон в акватории Каспия. В Дагестанском прогибе на складчатом борту выделяются антиклинальные зоны: западная, восточная и приморская. Структуры здесь в кайнозойских отложениях имеют сложное строение, обусловленное разрывными нарушениями – взбросами, надвигами и явлениями диапиризма. В мезозое складки становятся коробчатыми, менее

нарушенными. Увеличивается степень дислоцированности кайнозойских отложений с юга на север. На южных структурах отмечается размыв мезозойских отложений.

На юге Дагестанский прогиб ограничен поперечным Самурским разломом. Южнее разлома располагается Прикаспийско-Кубинский прогиб, основным элементом которого является наложенная Кусаро-Дивичинская впадина (по Высоцкому – синклинорий). Эта впадина является частью Северо-Апшеронского прогиба, расположенного в акватории Каспия. По геофизическим данным в субаквальной части Кусаро-Дивичинской впадины мощность осадочных отложений около 10 км. Кайнозойские отложения южного борта впадины несогласно перекрывают структуры северного крыла Кавказского мегаантиклинория, сложенного мезозойскими породами. Южный борт впадины (третичная моноклираль) осложнен Сиазанским разломом, по которому она граничит с Тенгинско-Бешбармакским антиклинорием Большого Кавказа.

Характеристика разреза

Осадочный чехол прогибов сложен в основном мезозойскими и кайнозойскими отложениями.

Триасовая система

Выходы триасовых отложений на поверхность известны на склонах мегаантиклинория Большого Кавказа (на западе), скважинами они вскрыты на соседних участках Скифской плиты (Адыгейский выступ).

Представлены они терригенно-карбонатными, вулканогенными отложениями. Мощность их предполагается от нескольких сотен метров до 1500 м.

Юрская система

Индоло-Кубанский: юра развита в полном объёме от нижней до верхней. Сложена терригенными (от конгломератов до глин), карбонатными

отложениями с гипсами, солью (верхняя юра). Мощность от 4-4,5 км в прогибе до 10-12 км на склоне Кавказа (эффузивы, сланцы, терригенные, карбонаты) – геосинклинальные формации.

Терско-Каспийский: юра развита в полном объёме. Мощность от 2900 до 11500 м (горный Дагестан) (геосинклинальные формации).

Меловая система

Нижний отдел

Верхняя часть нижнего мела (среднеаптско-альбская) преимущественно терригенная развита повсеместно. Нижняя часть (берриас-нижний апт) распространена менее широко. В нижней части наряду с терригенными развиты и карбонатные породы (особенно в Терско-Каспийском прогибе).

В Индоло-Кубанском прогибе мощность от 1200 до 2000 м и более (на северном склоне Кавказа), а в Терско-Каспийском прогибе мощность от 800 до 1500 м и более (в горном Дагестане).

Верхний отдел

Представлен известняками, мергелями, переслаивающимися в сеномане с терригенными породами. На склонах Кавказа – карбонатный флиш.

В Индоло-Кубанском прогибе мощность около 650 м, а в Терско-Каспийском мощность от 250 до 670 м. На склонах Кавказа флиш имеет мощность до 3 км.

Палеогеновая система

Палеоцен, эоцен

Индоло-Кубанский прогиб: переслаивание терригенных и карбонатных пород, мощность около 2200 м.

Терско-Каспийский прогиб: разрез более карбонатный (известняки, мергели), глины. Мощность 150-200 м.

Олигоцен - нижний миоцен (майкопская свита)

Индоло-Кубанский прогиб: преобладают глины с прослоями песков, мергелей, алевролитов. Мощность 650-1200 м (на юге).

Терско-Каспийский прогиб: преобладают глины, с прослоями алевролитов. Мощность 880-1500м.

Средний, верхний миоцен (торгонский, сарматский, меотический ярусы)

Индоло-Кубанский прогиб: глины, мергели, алевролиты, песчаники, известняки. Мощность 1100-1800 м (на юге).

Терско-Каспийский прогиб: глины с прослоями мергелей, песчаников, известняков, алевролитов. Мощность 1500-3800 м (Дагестан).

Неогеновая система

Плиоцен

Индоло-Кубанский прогиб: песчано-глинистые отложения с прослоями ракушняков. Мощность 1300-1800 м.

Терско-Каспийский прогиб: песчано-глинистые отложения с прослоями известняков, конгломератов. Мощность 790-2200 м (Кусаро-Дивиченская впадина).

Нефтегазоносность

В пределах провинции выделяют следующие нефтегазоносные комплексы:

1. **Юрский терригенно-карбонатный комплекс** (в основном верхнеюрский). Коллекторы трещиноватые, трещино-кавернозные известняки. Залежи на Заманкульском, Старогрозненском, Малгобек-Вознесенском, Датыхском месторождениях). Перспективна келловей-киммериджская часть комплекса.

2. **Нижнемеловой терригенный комплекс** (в основном готеривальбский). Коллекторы песчаники, алевролиты. Залежи на Малгобек-Вознесенском, Заманкульском, Старогрозненском, Дузлакском и других месторождениях.

3. **Верхнемеловой карбонатный комплекс.** Коллекторы известняки. Продуктивен на многих месторождениях Терско-Сунжинского прогиба.

4. **Палеоцен-эоценовый терригенно-карбонатный комплекс.** Коллекторы песчаники, алевролиты, известняки. Продуктивен чаще всего в Западно-Кубанском прогибе.

5. **Олигоцен-нижнемиоценовый (майкопский) песчано-глинистый комплекс.** Коллекторы пески, песчаники, алевролиты. Продуктивен почти по всей площади. Но в основном наиболее крупные залежи были известны в Западно-Кубанском прогибе (Новодмитриевское, Нефтегорское, Калужское и другие месторождения). На востоке Карабулакское, Бенойское, Ачису и другие месторождения.

6. **Неогеновый (среднемиоценовый-плиоценовый) преимущественно терригенный комплекс.** Коллекторы песчаники (понтический, меотический, сарматский ярусы). Продуктивен как на западе провинции (Анастасиевско-Троицкое, Абино-Украинское и другие месторождения), так и на востоке (Терско-Касийский прогиб), где караганский и чокракский горизонты содержат от 17 до 25 преимущественно нефтенасыщенных пластов.

Для провинции характерно преобладание кайнозойских продуктивных комплексов, преимущественно терригенных по составу. Крупные залежи известны и в мезозое, особенно в верхнем мелу (преимущественно карбонатном). В западной части провинции основное значение имеют олигоценые и миоценовые отложения. В восточной части продуктивны отложения от верхней юры до плиоцена. Но наиболее крупные залежи связаны с миоценом и верхним мелом.

Преобладают в провинции месторождения антиклинального типа, часто сложно построенные, нарушенные. Связаны месторождения с диапировыми структурами, встречаются на моноклиналях. По флюидам месторождения разнообразные, но преобладают нефтяные.

Залежи разнообразны: пластовые сводовые, литологические, массивные, экранированные.

Разные авторы выделяют различное количество областей. В западной части выделяются Западно-Кубанская и Керченско-Таманская НГО. В восточной – Терско-Сунженская, Дагестанская, Кубино-Прикаспийская.

Каламкарров (2003 г.), предлагает выделять 3 области и несколько самостоятельных районов: Западно-Кубанскую, Восточно-Кубанскую и Терско-Каспийскую НГО. И самостоятельные районы: Керченско-Таманский, Южно-Дагестанский и Северо-Азербайджанский.

Западно-Кубанская нефтегазоносная область

Эта область приурочена к восточной части Индоло-Кубанского прогиба (Западно-Кубанскому прогибу). На севере она ограничена Тимашевской ступенью, на юге – Ахтырским разломом, на востоке – Адыгейским выступом, на западе граница условно проводится в акватории Азовского моря.

Месторождения связаны с локальными поднятиями на южном, северном бортах и в центральной части. Диапазон нефтегазоносности широк: от нижнего мела до неогена. Известно в области около 80 месторождений нефти и газа. Залежи газа тяготеют к центральной части и северному борту. Разными исследователями в составе рассматриваемой области выделяются различное количество нефтегазоносных районов (от 4 до 7).

Самый восточный район – *Хадыженский* (по другим материалам Нефтегорско-Хадыженский). Известный в прошлом район располагается в пределах Третичной (Хадыженской) моноклинали на южном борту Западно-Кубанского прогиба. Основная нефтеносность здесь связана с песчаными телами в майкопской глинистой толще, выклинивающимися вверх по восстанию с образованием заливообразных залежей. Протяжённость зоны простираения песчаных тел более 100 км, ширина около 10 км. Залежи

типично литологические. В пределах месторождений количество их изменяется от 3 до 5 и уменьшается с востока на запад. Кроме этого встречаются линзовидные и рукавообразные (шнурковые) залежи, связанные с аллювием погребённых русел рек. Большую роль в открытии и изучении месторождений этого района сыграл академик И.М. Губкин. Этот район объединяет такие месторождения как Абузы, Кутаисское, Кура-Цеце, Нефтегорское, Хадыженское и др. Более поздние на западе Ключевское и др.

Наиболее типичным является *Хадыженское* месторождение, открытое в 1911 г. Здесь насчитывается до 7 заливообразных залежей, имеющих различную площадь распространения.

Западнее Хадыженского района располагается *Новодмитриевский* (по другим схемам Калужский) район. Известные здесь месторождения Новодмитриевское, Калужское, Восточно-Северское и др. приурочены к восточной части Калужской антиклинальной зоны. Структуры здесь относительно простые, пологие, симметричные и погребены под плиоценом. Часто нарушены поперечными разрывами. Залежи связаны с пластами песчаников в палеоцен-эоценовых и миоценовых отложениях. Преобладают пластовые сводовые, иногда нарушенные. На северных крыльях поднятий присутствуют залежи в майкопских отложениях, приуроченные к выклинивающимся пластам песчаников.

Наиболее крупным (в прошлом) и типичным месторождением этого района является *Новодмитриевское*. По эоцену складка имеет пологий свод и крутые крылья (14-25°). Размер 2,5x8км (до 4x10км), амплитуда 450м, вверх по разрезу структура выполаживается. На северном борту – серия сбросов в меотических и нижележащих отложениях. Промышленная нефтегазоносность установлена от палеоцена до среднего миоцена. В разрезе установлено 10 газоносных, 2 нефтегазовых и 2 нефтеносных горизонтов. Коллекторы песчаники, алевролиты. Покрышки – глины. Залежи пластовые сводовые и заливообразные (литологические в майкопской свите).

Вторым по значению в этом районе было Калужское месторождение.

Западнее выделяется *Ильско-Абинский* (по другим схемам Крымско-Северский и Азовский) район. Он объединяет месторождения Азовской антиклинальной зоны и западной части Калужской зоны. Это такие известные в прошлом месторождения как Зыбза-Глубокий Яр, Ахтырско-Бугундырское, Кудако-Киевское и др. Для района характерно резкое несовпадение структурных планов верхнемайкопско-плиоценовых и нижележащих палеоген-меловых отложений. Палеоген-меловые отложения смяты в крутые, часто опрокинутые к северу складки, осложнённые нарушениями. Верхний же этаж залегает с размывом на подстилающих, образуя пологую моноклиналию. В связи с этим в нижнем этаже в палеоцене, эоцене, олигоцене и мелу залежи пластовые сводовые, пластовые тектонически и стратиграфически экранированные. В верхнем – литологические.

Наиболее типичные и наиболее значительные в прошлом месторождения Зыбза-Глубокий Яр, Кудако-Киевское, Ахтырско-Бугундырское.

Зыбза-Глубокий Яр (1944 г.). Складка в меловых и палеогеновых отложениях, осложнена сбросами, взбросами и погребена под неогеном. Размер ее 3x13 км, амплитуда 450 м. Продуктивны 9 горизонтов в палеоцене, залежи газовые и газонефтяные, 2 горизонта в эоцене – нефтяные и газонефтяные залежи в 6 пластах, 3 пласта в майкопской свите – залежи нефтяные. Кроме этого продуктивны тортонский, сарматский и меотический ярусы (средний и верхний миоцен).

Кудако-Киевское месторождение (1864 г.) – это первое промышленное месторождение на Кубани. Первый фонтан нефти был получен из миоцена в северо-западной части складки. Юго-восточная часть складки изучена в предвоенные и послевоенные годы. Залежи связаны с запрокинутой складкой, северное крыло которой осложнено тектоническими нарушениями.

Углы падения северного крыла 50-60 градусов, южного – 20⁰-30⁰.
Продуктивны: средний миоцен (чокрак, караган), верхний миоцен (сармат).
Коллекторы песчаники, алевролиты, в сармате – доломиты, известняки.
Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные.

Ахтырско-Бугундырское месторождение приурочено к запрокинутой складке (в верхнем мелу-палеогене) с размывом перекрытой верхнемайкопско-плиоценовыми отложениями, образующими моноклираль.
Продуктивны: верхний мел, палеоцен, эоцен. Залежи пластовые, сводовые, стратиграфически экранированные, в среднем, верхнем миоцене залежи пластовые сводовые и литологические.

Ахтырско-Бугундырская складка частично перекрывает расположенную севернее глубоко погруженную Левкинскую складку, к которой также приурочено месторождение. Основная залежь в эоцене на глубине более 4 км.

Западнее выделяется ряд мелких месторождений, которые некоторые исследователи (Серегин и др.) выделяют в составе ***Крымско-Варениковского района*** (по другим схемам Крымско-Северский район). Здесь известны такие месторождения как Северо-Крымское, Кислеровское, Джигинское и др. Все они приурочены к сложно-построенным складкам, в сводовых частях которых наблюдается диапировое выжимание майкопских глин. Залежи в основном в миоценовых отложениях.

В центральной части Западно-Кубанского прогиба известен ряд месторождений (Курганское, Западно-Анастасьевское и др.). Наиболее крупное из них *Анастасиевско-Троицкое* нефтегазовое месторождение (1953 г.). Расположено оно в 125 км к западу от г. Краснодара и является одним из значительных месторождений Западно-Кубанской НГО. Приурочено оно к складке, расположенной в пределах Анастасиевско-Краснодарской антиклинальной зоны, которая объединяет диапировые структуры. Складка в верхнем миоцене имеет размер 27,5x2,5 км и амплитуду 400 м. На глубине

она осложнена диапировым ядром майкопских глин. Седловиной разделена на два поднятия: западное – Анастасиевское и восточное – Троицкое. По данным бурения она осложнена разрывами. По материалам сейсморазведки в мезозое намечается два блока на глубине 5,5 – 6,5 км. Северный блок более опущен. На месторождении выявлено 9 продуктивных горизонтов: 4 – газовых, 2 – нефтегазовых и 3 – нефтяных в миоцене и плиоцене. Основные запасы газа сосредоточены в газовой шапке IV горизонта (меотис) – 60,9 млрд. м³ из общих 67,3 млрд. м³. Залежь IV горизонта пластовая сводовая, прорванная диапиром. Размер ее 21x2,3 км. Этаж газоносности 150 м, этаж нефтеносности 20 – 25 м.

Это и другие месторождения центральной части Западно-Кубанского прогиба объединяются в *Анастасиевско-Краснодарский район*.

На северном борту прогиба открыты небольшие преимущественно газовые месторождения (Славянское, Фрунзенское, Красноармейское и др.). Связаны они с малоамплитудными небольшими поднятиями. Продуктивны в основном неогеновые песчаники (понтический и меотический ярусы). Эти месторождения образуют *Славянский НГР* (Славянско-Темрюкский участок – Чумаковское, Восточно-Чумаковское, месторождение ЮНГ – газоконденсатное – 2005-2007 гг.).

Керченско-Таманская нефтегазоносная область

Она расположена в зоне сочленения складчатых сооружений Крыма и Кавказа. Характерной особенностью ее является широкое развитие диапиризма и грязевого вулканизма. На Таманском полуострове выделяют до 9 антиклинальных линий (зон). На ряде площадей из майкопских отложений получены притоки нефти и газа (Уташ, Суворовско-Черкасское, Белый Хутор, Благовещенская и др.).

В юго-восточной части Крыма в пределах Индольского прогиба, в его восточной части на Керченском полуострове развиты локальные поднятия,

сложенные юрско-неогеновыми отложениями. На южном борту прогиба структуры осложнены диапиризмом и грязевым вулканизмом. С этими локальными поднятиями связаны нефтегазовые месторождения (примерно 10) – залежи от эоцена до сарматского яруса миоцена. Встречаются залежи и в нижнем мелу (Мошкаревское месторождение). Месторождения здесь небольшие (Владиславское, Приозерное, Куйбышевское и др.).

Несмотря на многолетние поисково-разведочные работы Западно-Кубанская НГО представляет интерес и сегодня для поисков новых месторождений (восточная часть прогиба, акватория Азовского моря). Перспективны для поисков в частности мезозойские отложения.

На Славянско-Темрюкском участке в последние годы открыты: Чумаковское месторождение (2005 г.) с глубины 3,5 км – нефть. В 2006 г. – газоконденсатное месторождение ЮНГ, в 2007 г. – Восточно-Чумаковское месторождение.

Тёрско-Сунженская нефтегазоносная область

Эта область расположена в западной части Терско-Каспийского прогиба между Минераловодским выступом и Дагестанским клином. Основные месторождения располагаются на южном складчатом борту прогиба в пределах Терского и Сунженского антиклинориев. Отличительной их чертой является частое несовпадение структурных планов в мезозойско-эоценовых и миоцен-плиоценовых отложениях. В миоцене складки как правило узкие, сложно дислоцированные, асимметричные, рассеченные разрывами (сбросами, взбросами, надвигами). В мезозойско-эоценовых горизонтах они более простые.

Простые и менее крупные структуры характерны для северного платформенного борта прогиба. Диапазон нефтегазоносности Терско-Сунженской области охватывает отложения от верхней юры до миоцена, но основные наиболее крупные скопления связаны с миоценом и верхним мелом.

В миоцене наиболее продуктивны чокракский и карагакский горизонты. Коллекторы в них песчаники, образующие до 10-12 пластов в каждом горизонте.

В верхнем мелу продуктивны известняки, а их мощность достигает 800-1000 м. В нижнем мелу коллекторы песчаники и алевролиты. Известны залежи и в верхней юре (Заманкульское, Датыхское и др.).

Месторождения в области, как правило, многопластовые, антиклинального типа, залежи разнообразные. В миоцене пластовые сводовые, тектонически и литологически экранированные, в верхнем мелу массивные. Флюиды преобладают нефтяные. По особенностям строения в области выделяют 4 нефтегазоносных района: Терский, Сунженский, Датыхский и Притеречный.

Терский нефтегазоносный район

Он расположен в пределах Терского антиклинория и объединяет ряд месторождений: Малгобекское, Южно- и Северо-Вознесенские, Малгобек-Вознесенское, Алховское, Али-Юртовское и др.

Месторождения имеют сложное строение. Структуры в миоцене сильно дислоцированы, осложнены взбросами, надвигами. Для многих структур характерно надвинутое положение южных крыльев и поднадвиговое положение северных крыльев. В палеогеновых и меловых горизонтах структуры более простые. Основные залежи связаны с меловыми и миоценовыми отложениями.

Одним из наиболее известных и типичных месторождений является *Малгобек-Вознесенское* нефтяное месторождение. В неогене с запада на восток выделяется 3 складки: Малгобекская, Северо-Вознесенская и Южно-Вознесенская. Южные крылья их пологие и надвинуты на северные. Под первым надвигом, выделяется второй надвиг. В палеогеновых, меловых и юрских горизонтах под этими складками миоцена выделяется единая

крупная 3,5x45 км складка с амплитудой 700 м и углами наклона крыльев 35-40°.

Основные залежи связаны с миоценом: чокракский горизонт – 5 пластов песчаников по 4 – 19 м, караганский горизонт – 13 пластов по 4 – 44 м. Залежи нефти (тяжелая, легкая) и газа пластовые тектонически экранированные образуют 3 самостоятельных месторождения: Малгобекское, Северо-Вознесенское, Южно-Вознесенское. Дебиты нефти до 500 т/с.

В мелу основная залежь в карбонатных коллекторах верхнего мела, высота ее 345 м. Начальные дебиты нефти до 3000 т/с. Залежь массивная. Она образует самостоятельное Малгобек-Вознесенское месторождение. Здесь же продуктивны и верхнеюрские, нижнемеловые и палеогеновые отложения. Всего на этих месторождениях было известно более 90 залежей.

Сунженский нефтегазоносный район

Он расположен в пределах одноименного антиклинория и объединяет с запада на восток ряд месторождений: Заманкульское, Серноводское, Старо-Грозненское, Октябрьское и др. В пределах этого района как правило антиклинальным поднятиям в кайнозое соответствуют одноименные поднятия в мезозойских отложениях. Для месторождений этого района характерно большое количество залежей, большая мощность и дебитность продуктивных пластов. Продуктивные отложения от юры до миоцена. Наиболее известными и типичными месторождениями являются Старо-Грозненское и Ново-Грозненское (Октябрьское) месторождения.

Старо-Грозненское месторождение расположено в 6 км к северо-западу от г. Грозного. Открыто в 1893 г., относится к категории крупных. Продуктивны породы чокракского, караганского горизонтов, нижнего и верхнего мела.

Наиболее сложное строение имеет караганско-чокракский комплекс, образующий криптодиапировую асимметричную складку, южная половина которой взброшена и надвинута на ее северную часть, вследствие чего в пределах последней породы залегают почти вертикально. Поднадвиговая и надвинутая части складки осложнены многочисленными поперечными разрывами, наиболее крупные из которых отсекают восточную переклинали структуры, которая выделяется как самостоятельная Ташкалинская структура (участок).

В связи с таким строением в пределах описанной структуры находятся 3 самостоятельных месторождения: Взброшенное, Поднадвиговое, Ташкалинское. В пределах первых двух нефтеносны более 15 песчано-алевритовых пластов. На Ташкалинском участке 6 пластов. Залежи пластово-сводовые, тектонически экранированные, литологически ограниченные. Толщины пластов от 5 до 52 м. Начальные дебиты нефти от 3,5 – 25 т/с до 200-1000 т/с. За сто лет из залежей чокракско-караганских отложений добыто более 52 млн. т нефти.

В верхнем мелу месторождение более простое. Узкая линейно-вытянутая складка размером 30,5x3,1 км и амплитудой 790 м, с крутыми крыльями, осложненными нарушениями. Продуктивны кавернозно-трещиноватые известняки. Залежь массивная. Нефтенасыщенная толщина резервуара 272м. Начальные дебиты нефти 510-2000т/с. Залежь разрабатывается с 1970 г. - добыто 33 млн. т.

В нижнем мелу структура аналогичная. Размеры 27,3x2,4 км, амплитуда 650 м. Продуктивны песчано-алевритовые породы альб-апта. Глубина около 5 км. Толщина резервуара трещинно-порового 140 м. Начальные дебиты нефти – наибольшие 392 т/с. Залежь разрабатывается с 1978 г. Добыто более 7 млн. т. Небольшая газовая залежь в известняках валанжина на глубине 5,3 км. Запасы 1,9 млрд. м³.

Ново-Грозненское (Октябрьское) месторождение приурочено к коробчатой складке с поперечным разрывом (сбросом). Ось складки на западе смещена на 400 м к северу.

Продуктивны чокракский горизонт – 8 пластов песчаников, алевролитов по 5-50 м, караганский горизонт – 14 пластов по 5-39 м. Залежи нефтяные с растворенным газом, пластовые, сводовые и тектонически экранированные. Начальные дебиты нефти от десятков т до более 1000 т/с. Кроме того продуктивны верхнемеловые карбонатные отложения.

Датыхский нефтегазоносный район

Он расположен южнее Сунженского района и приурочен к моноклинали Черных гор. Здесь известно несколько месторождений (Датыхское, Бенойское). Продуктивны песчаники нижнего мела (Датыхское), песчаники майкопской свиты и известняки верхнего мела (Бенойское).

Притеречный нефтегазоносный район

Он расположен на северном борту прогиба. Здесь нефтяные и газовые залежи выявлены на Червленском, Правобережном и других месторождениях, приуроченных к брахиантиклиналям, осложненным нарушениями.

Нефть установлена в чокракском горизонте, газовые залежи в сарматском ярусе. Продуктивны и верхнемеловые известняки (Правобережное месторождение).

Дагестанская нефтегазоносная область

Она расположена к востоку, юго-востоку от Сунженской НГО и приурочена в основном к складчатому борту Дагестанского прогиба и Дагестанскому клину.

Основные месторождения расположены на юге области и приурочены к западной и восточной антиклинальным зонам. Поднятия здесь по

мезозойским горизонтам характеризуются коробчатым строением, они имеют широкие своды, крутые крылья и как правило слабо нарушены.

В кайнозойских отложениях они имеют сложное строение, осложнены тектоническими нарушениями и явлениями диапиризма, т.е. локальные структуры здесь имеют двухэтажное строение: нижний этаж мезозойско-раннепалеогеновый и верхний - олигоцен-миоценовый. При этом западная антиклинальная зона более сложно построена, чем восточная. В прибрежной зоне Каспия по геофизическим данным выделяется еще одна зона, получившая название Приморской.

В северной части области в пределах Дагестанского клина структуры более простые, менее нарушенные.

Продуктивны в Дагестанской НГО нижне-, верхнемеловые, палеогеновые и миоценовые отложения. Коллекторы в нижнем мелу и миоцене – песчаники и алевролиты, в верхнем мелу – известняки, в палеогене – алевролиты, трещиноватые мергели.

По особенностям строения в области выделяют три самостоятельных района (зоны): Северный, Западный, Восточный.

Северный нефтегазоносный район располагается в пределах Дагестанского клина. Здесь известны такие месторождения как Махачкалинское, Шахмал-Булак, Димитровское и др.

Газоконденсатное месторождение Шахмал-Булак приурочено к антиклинальной складке в палеогеновых, меловых и юрских отложениях.

Амплитуда структуры увеличивается вниз по разрезу и достигает в меловых и юрских горизонтах 600-700м. Размер 18x35км. Структура осложнена взбросом.

По миоценовым и более молодым отложениям – моноклираль, осложненная взбросом. Основная залежь в верхнем мелу газоконденсатная с нефтяной оторочкой. Продуктивны также нижний мел и палеоген.

В 1980 г. в 15 км к юго-востоку от Махачкалы открыто *Димитровское* нефтегазоконденсатное месторождение. Приурочено к Нараттюбинской надвиговой зоне, осложняющей Дагестанский клин. Связано с крупной (27x8км) высокоамплитудной складкой (650м), состоящей из системы блоков, имеющих форму брахиантиклиналей. Продуктивны карбонатные породы верхнего мела, валанжина-верхней юры. Залежи нефти и газа в верхнем мелу массивные, сводовые. Эффективная газонасыщенная толщина 200м, нефтенасыщенная – 70м, Дебиты газа до 290 тыс. м³/с. В валанжин-верхнеюрских отложениях газовая залежь имеет меньшую газонасыщенную толщину (35м). Дебиты газа до 210 тыс. м³/с.

В *западном нефтегазоносном районе* известны такие месторождения как Селли, Гаша и др. Это небольшие месторождения в неогеновых отложениях.

Это сложно-построенные антиклинали нарушенные, осложненные диапиризмом. В мезозойских горизонтах структуры коробчатые, менее нарушенные.

Продуктивны палеоценовые, верхнемеловые отложения, залежи нефтяные и нефтегазовые. Начальные дебиты нефти до 250 т/с (Селли – 2x2,5 км. Высота нефтяной залежи в верхнем мелу – 40 м).

В *восточном нефтегазоносном районе* известны такие месторождения как Ачи-Су, Избербаш, Дузлаг, Дагестанские Огни и др.

Месторождение Дагестанские Огни приурочено к куполовидной складке 4,5x12км, осложненной тектоническими нарушениями и диапировым ядром в миоценовых отложениях. В меловых отложениях структура более простая. Продуктивны: в нижнем мелу – алевролиты, в палеогене – мергели, песчаники, алевролиты. Основные залежи в хадумском горизонте и фораминиферовых слоях. Залежи газовые.

Открыты залежи и в акватории Каспия в Приморской зоне (Инчхеморе).

Кубино-Прикаспийская нефтегазоносная область

Это самая южная нефтегазоносная область в системе прогибов и расположена она на северо-востоке Азербайджана. Находится она к северо-западу от Апшеронского полуострова в нагорной части Азербайджана. От Дагестанской области отделяется Самурским разломом.

Кубино-Прикаспийская область включает на севере Кусаро-Дивичинскую впадину (прогиб), а на юго-западе – Тенгинско-Бешбармакский антиклинорий и Шахдагско-Хизинский синклинорий, которые относятся уже к мегаантиклинорию Большого Кавказа. Особой тектонической зоной, отделяющей Кусаро-Дивичинскую впадину от Тенгинско-Бешбармакского антиклинория является Третичная моноклинали. Комплекс палеоген-неогеновых отложений, слагающий ее, круто падает на север, вдоль южной части моноклинали трассируется протяженный Сиазанский разлом, по которому палеоген-неогеновые отложения моноклинали контактируют с меловыми породами Тенгинско-Бешбармакского антиклинория. На юго-западе области расположена Доразорат-Советабадская антиклинальная зона, осложняющая северное крыло юго-восточного погружения мегаантиклинория Большого Кавказа. Другая антиклинальная зона трассируется вдоль Сиазанского разлома.

В Кубино-Прикаспийской НГО впервые притоки нефти из меловых отложений были получены на Советабадской и Сиазанской площадях. Однако систематическое изучение этой области было начато лишь в 30-х годах прошлого века. К настоящему времени месторождения известны в двух районах (зонах).

Сиазанский нефтегазоносный район

Промышленные скопления нефти и газа группируются вдоль Сиазанского разлома. Месторождения связаны с отдельными участками Третичной моноклинали (Сиазань-Нардаран, Саадан, Амирханлы и др.). Эти

участки отличаются интенсивностью дислокаций. Здесь отмечаются крутые, часто опрокинутые залегания верхнемеловых и палеоген-неогеновых отложений.

Промышленные скопления нефти и газа содержат гранулярные и трещиноватые коллекторы мезозоя и палеоген-неогена. Продуктивны майкопская свита, чокракский горизонт, сарматский ярус. С ними связаны основные залежи, по типу они – тектонически, стратиграфически и литологически экранированные. Коллекторы песчаники, алевролиты, трещиноватые мергели.

Советабадский нефтегазоносный район

Этот район связан с Доразорат-Советабадской антиклинальной зоной. Структуры здесь асимметричны, нарушены сбросами, взбросами и надвигами. Продуктивны меловые и палеоген-неогеновые отложения. Залежи пластовые, сводовые и тектонически экранированные. Месторождения Советабад, Кешгай, и др. Все месторождения Кубино-Прикаспийской НГО небольшие.

Перспективы Терско-Каспийского прогиба связывают в основном с доразведкой мезозойских отложений. Перспективно продолжение прогиба в акватории Каспия.

ТУРАНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Туранская нефтегазоносная провинция (НГП) в геотектоническом отношении связана с Туранской эпигерцинской плитой и находится на территории Туркмении, Узбекистана, западе Казахстана и шельфе восточной части среднего Каспия. С юго-запада она ограничена молодыми складчатыми сооружениями Копет-Дага, с юго-востока – глыбово-складчатыми структурами эпиплатформенного подвижного пояса Средней Азии, на северо-востоке ее граница условно проводится по Талассо-Ферганскому глубинному разлому, на западе граница проводится условно в акватории Каспия. На северо-западе она граничит с древней Восточно-Европейской платформой по системе погребенных краевых швов. На севере она граничит с Тургайским прогибом и отделяется от Западно-Сибирской плиты.

История изучения

Первые сведения о геологическом строении провинции относятся к концу XIX началу XX веков. Нефтепоисковые работы начаты в 1929 году (Бухарская ступень). С 1935 по 1952 гг. поисковые работы были значительно расширены. С 1936 г в ряде районов начали применять структурное и поисковое бурение, а также геофизику (гравиметрическая и магнитные съемки).

При поисковом бурении получены непромышленные притоки нефти и газа из юрских и нижнемеловых отложений. Первое промышленное месторождение было открыто в 1953 г (Сеталантепе). С этого времени расширяются поисково-разведочные работы на Бухарской ступени. С 1955 г во все возрастающих объемах применяется сейсморазведка. Особенно широко проводятся поисково-разведочные работы после открытия крупного месторождения Газли (1957 г.). Эти работы позволили в короткий срок открыть ряд новых месторождений (особенно газовых) в различных районах

провинции. В 60-х годах значительные открытия были сделаны на Южном Мангышлаке (Узень, Жетыбай и др.), что позволило увеличить добычу нефти здесь до 18,8 млн.т. в 1974 г. Всего здесь открыто более 30 месторождений.

В начале 60-х годов первые месторождения открыты на северо-западе в Северо-Устюртской нефтегазоносной области (НГО) (Устюртская синеклиза). В конце 60-х начале 70-х годов были обнаружены рифогенные ловушки в подсолевых верхнеюрских отложениях (Чарджоуская ступень, Бешкентский прогиб). В последующие годы крупные месторождения открыты в Мургабской впадине (Шатлык, Даулетабад-Донмезское и др.). В 90-е годы новые месторождения открыты в Мургабской впадине, в Амурдарьинской впадине (Кокдумалакское месторождение на границе Узбекистана и Туркмении запасы нефти 54-100 млн. тонн конденсата 63-96 млн. тонн и газа 170-300 млрд. м³), на Бохардокском склоне, в Предкопетдагском прогибе. К концу 90-х годов в провинции известно более 170 месторождений (Каламкаров, 2003г.). Преобладают газовые скопления. В начале 80-х годов здесь ежегодно добывалось больше 100 млрд.м³ газа и больше 20 млн.тонн нефти (в основном на Мангышлаке).

В 2008 году Туркмения добывает 72-85 млрд.м³, Узбекистан 65 млрд.м³. Запасы газа в Туркмении 2,9-9 трлн. м³. Добыча нефти в Туркмении 10-11 млн. тонн в 2007 году (вместе с добычей в Западно-Туркменской межгорной впадине).

Провинция изучена неравномерно. В меньшей степени изучены Предкопетдагский прогиб и Мургабская впадина, Северо-Устюртская впадина. В разрезе наименее изучены подсолевые юрские и триасовые отложения.

Тектоническое строение

По степени дислоцированности, метаморфизма и по проявлению региональных несогласий в пределах большей части провинции выделяют

два структурных этажа: нижний складчатый фундамент (архейско-позднепалеозойский) и верхний -платформенный чехол мезо-кайнозойский.

В некоторых районах как самостоятельный этаж выделяется промежуточный (пермь-триасовый) этаж (юго-восточная часть провинции).

Рельеф фундамента (складчатого) имеет эрозионно-тектоническое происхождение. В ряде районов он близок к поверхности (Центрально-Каракумский свод, Карабогазский свод, отдельные выступы в Северо-Устюртской впадине), в других он погружен до 2,5-3,5 км, а на юго-востоке в зоне Сандыкачинских прогибов (Южно-Тедженский, Северо-Карабильский, Северо-Бадхызский) до 12-14 км. В пределах Бадхыз-Карабильской ступени – 4-6 км.

Складчатый фундамент резко расчленен на крупные выступы и впадины глубинными разломами, имеющими различные простирания. Серия глубинных разломов разделяют центральную и восточную части провинции, характеризующиеся различным режимом тектонических движений. Восточная часть – обширная область опусканий, выделяется под названием Амударьинской синеклизы и включает две впадины – Амударьинскую и Мургабскую. Центральная часть занимает приподнятое положение и включает Центрально-Каракумский свод и Карабогазский свод.

В крайней западной части провинции выделяют наиболее крупные структурные элементы: Мангышлакско-Центральноустюртскую систему поднятий и Южно-Мангышлакско-Ассакеауданскую систему прогибов.

Мангышлакско-Цетральноустюртская зона поднятий (гряда) в платформенном осадочном чехле выражена сложными валами. Мангышлакский вал (антиклинорий) представляет инверсионную структуру, сформированную в раннем мезозое над авлакогеном и характеризующуюся аномальной мощностью (10-12 км) сильно дислоцированных пермь-триасовых отложений, перекрытых маломощным мезо-кайнозойским

комплексом. В его пределах выделяют Каратаускую и Беке-Башкудукскую антиклинальные зоны.

Южнее на протяжении 600-700 км при ширине 200 км прослеживается Южно-Мангышлакско–Ассакеауданская система прогибов: с запада на восток – Южно-Мангышлакский прогиб, состоящий из Сегендыкской и Жазгурлинской депрессий, Учкудукский прогиб и Ассакеауданский прогиб. Северные борта этих прогибов крутые, фундамент ступенчато погружается на юг к осевым частям прогибов. В осадочном чехле над разломами фундамента формируются флексуры, разделяющие ступени, последние осложнены локальными поднятиями. На северном борту Южно-Мангышлакского прогиба выделяется Жетыбай-Узеньская ступень (зона поднятий), Кокумбайская ступень. В Ассакеауданском прогибе – Шапахтинская ступень. На южном, более пологом борту, Южно-Мангышлакского прогиба выделяется Аксу-Кендерлинская ступень, осложненная Сегендыкской депрессией.

Южнее Южно-Мангышлакско-Ассакеауданских прогибов выделяется Карабогазский свод, в наиболее приподнятой части которого пермско-триасовые и неокомские отложения отсутствуют в разрезе, а мощность платформенного чехла сокращается до 1 км, свод осложнен рядом локальных поднятий.

Восточнее в центральной части провинции выделяется Каракумский свод – размером 200x250 км. В фундаменте он состоит из двух блоков: Зеагли-Дарвазинского и Акчакаинского и ограничен разломами.

Над блоками фундамента в платформенном чехле выявлены локальные поднятия, осложненные тектоническими нарушениями. Структуры небольшие по размеру и амплитуде (Дарвазинская, Шиихская и др.).

Южный склон Каракумского свода представляет обширную моноклинали (Бохардокская моноклинали), осложненную локальными поднятиями в юрских и нижнемеловых отложениях.

На крайнем северо-западе провинции к северу от Мангышлакско-Центральноустюртской зоны поднятий выделяется Устюртская синеклиза (впадина), площадью 240 тыс. км². На востоке она ограничена Арало-Кызылкумской зоной поднятий, на западе раскрывается в акваторию Каспия.

Фундамент здесь от байкальского до герцинского, залегает на глубинах от 5 до 13 км.

Пермь-триасовый комплекс имеет мощность до 2,5 км и по степени дислоцированности он ближе к платформенному чехлу. Платформенный чехол юрско-кайнозойский имеет мощность до 5 км и по составу терригенно-карбонатный.

Синеклиза имеет сложное строение, широко распространены разломы северо-западной и широтной ориентировки.

В центре выделяется Северо-Устюртская система прогибов (600-150 км) с глубиной фундамента до 8-10 км. Севернее - Мынсуалмасская ступень (фундамент – 3-7 км) и Актумсукский свод (фундмаент – 3-7 км). На юго-западе и юго-востоке синеклизы расположены Южно-Бузачинский прогиб и Барсагельмес-Судочья впадина. На северо-западе синеклизы выделяется Бузачинский свод.

В пределах этих структурных элементов закартированы линейные поднятия широтного, северо-западного и юго-западного простирания с амплитудой в юрских и меловых отложениях до 100-200 м.

На востоке провинции в пределах Амударьинской синеклизы Репетек-Келифский глубинный разлом разделяет Амударьинскую и Мургабскую впадины. В целом для них характерно ступенчато-блоковое строение, широкое развитие разломов различного простирания.

В пределах Амударьинской впадины с северо-востока на юго-запад выделяют Бухарскую, Чарджоускую и Багаджинскую ступени. Разломы, разделяющие ступени в фундаменте, затухают в осадочном чехле, переходя во флексуры. Западнее Багаджинской ступени выделяется Заунгузский

прогиб. К западу от последнего отмечается существенный подъем слоев, образующий крутой западный борт Амударьинской впадины, осложненный разрывами меридиального направления и переходящий в Беурдешикскую ступень.

Наиболее четко на восточном (северо-восточном) борту Амударьинской впадины выделяются Бухарская и Чарджоуская ступени. Бухарская ступень является крайней северо-восточной границей распространения юрских отложений во впадине. Для нее характерно отсутствие пермь-триасового комплекса и соленосной толщи верхней юры. Здесь отмечается блоковое строение фундамента, который погружается с северо-запада на юго-восток от 950 м до 2200 м. С северо-запада на юго-восток здесь выделяют Мешеклинский, Янгиказганский, Газлинский, Каганский и Мубарекский выступы и разделяющие их прогибы. В платформенном чехле эти выступы осложнены локальными структурами. Наиболее крупные на Газлинском выступе – Газли – 44x14 км, Ташкудук – 36x20 км.

Чарджоуская ступень расположена к юго-западу от Бухарской ступени и протягивается на 500 км при ширине от 40 до 125 км. Здесь широко развита соленосная толща в верхней юре мощностью более 600 м. Она осложнена выступами фундамента: Султан-Санджарским, Гугуртлинским, Кандымским, Денгизкульским, Култук-Сундуклинским. В осадочном чехле они осложнены локальными поднятиями: Уртубулакское, Денгизкульское, Фарабское и др. В верхнеюрских подсолевых отложениях выделяются рифогенные постройки.

Юго-западной Чарджоуской ступени выделяется наиболее погруженная ступень или блок – Багаджинская. В осадочном чехле некоторые исследователи здесь выделяют Малай-Багаджинскую седловину, осложненную рядом валообразных поднятий (Приозёрное, Багаджинское, Малайское).

К западу от Багаджинской ступени выделяют Заунгузский прогиб меридионального простирания. Региональным разломом меридионального простирания он разделен на западную и восточную части. В пределах последней выделяются валы преимущественно меридионального простирания (Кервентский, Мергенский и др.) В западной части с юга на север выделяются: надразломный – Восточно-Унгузский вал и ряд валов северо-восточного простирания (Кирпичлинский, Наипский, Ачакский).

На крайнем юго-востоке Амударьинский впадины выделяются наложенный Бешкентский прогиб, осложненный рядом валов преимущественно северо-восточного простирания (Гирсанский, Камашибешкентский, Шуртанский и др.)

На крайнем западе Амударьинской впадины выделяют Беурдешикскую ступень, которая некоторыми исследователями рассматривается как восточный склон Каракумского свода. Размер ее 200x20-50км. Мощность платформенного чехла около 3 км. Здесь выделяется Беурдешикская структура(14,5x10км.)

В пределах Мургабской впадины по современным представлениям в фундаменте выделяют на севере Мургабский блок и Бадхыз-Карабильскую ступень на юге, они разделены Бадхыз-Карабильским разломом.

Наиболее погружен фундамент на юге Мургабского блока, где с запада на восток выделяют прогибы: Южно-Тедженский, Северо-Бадхызский и Северо-Карабильский. К югу от них выделяют две седловины. К северу от прогибов выделяется широкий моноклиальный склон, осложненный двумя зонами блоковых поднятий широтного простирания. Северная зона включает с запада на восток: Коинкуи-Еланское и Учаджи-Кулачское поднятия. Южная состоит из трех поднятий: Шатлык-Тедженского, Яшлар-Яндаклинского и Ширамкуи-Шахмолинского.

Центральная часть Мургабского блока осложнена региональным Мургабским разломом над которым выделяют с севера на юг: Байрамалийский вал и Мары-Южно-Иолотаньский вал.

Шатлык-Тедженское блоковое поднятие осложнено Шатлыкским валом и Теджен-Шоркельской зоной поднятий. Подобные структуры выделяют и в пределах других блоковых поднятий.

На севере на границе с Амударинской впадиной над Репетек-Келифским разломом выделяют Чешме-Келийский и Утемергенский валы. Здесь развиты и соляные структуры.

В пределах Бадхыз-Карабильской ступени (блока) выделяют: на западе – Бадхызский выступ, восточнее Калаиморско-Кайсанский прогиб. На северном склоне Бадхызского выступа выделяется Даулетабадское валообразное поднятие. Подобное же поднятие Карабиль-Гельчешменское выделяется к северу от Калаиморского прогиба в северо-восточной части ступени. В крайней восточной части ступени барремские отложения лежат на верхнеюрских.

На крайнем юге провинции на западном погружении Банди-Туркестанского хребта выделяется Кушкинская зона поднятий – Ислимская, Манганская зоны.

На крайнем юго-западе провинции расположен Предкопетдагский прогиб – это линейная асимметричная структура, разделенная на ряд изолированных депрессий: Казанджикскую, Бами–Ашхабадскую и др. Внешний (северный) борт прогиба переходит в Бохардокскую моноклираль и ограничен Предкопетдагским разломом. Юго-западная граница прогиба проводится по Южно-Туркменской системе разломов, по которым меловые и палеогеновые отложения Копетдага надвинуты на олигоцен-антропогеновую молассу, выполняющую прогиб. Для прогиба характерна большая мощность мезо-кайнозойских отложений более 10 км. В доорогенном комплексе (этаже) здесь прослеживаются структурные террасы, осложненные

локальными поднятиями (Кумбет, Караджаулак, Кырк и др.). Осевая часть Ашхабадской депрессии осложнена двумя крупными поднятиями: Куртли и Изгант. Структуры нарушены, амплитуда 400 м. Размеры 40×15 км (данные сейсморазведки).

Локальные структуры платформенного чехла Туранской провинции, с которыми связаны месторождения углеводородов (УВ) условно можно разделить на две группы: 1) древнего юрского заложения, развивавшихся конседиментационно; 2) молодые постседиментационные (альпийского возраста). Последние характерны для востока и юго-востока провинции, где она граничит с эпиплатформенным орогеном Средней Азии, и для складчатого борта Предкопетдакского прогиба.

Характеристика разреза

В пределах провинции на складчатом палеозойском фундаменте залегает мезо-кайнозойский осадочный чехол, мощность которого в региональном плане увеличивается на юг в сторону Предкопетдакского прогиба (10-12 км) и на юго-восток в сторону Сандыкачинской системы прогибов (12-14 км). Наименьшая мощность разреза отмечается в пределах Карабогазского свода (около 1 км) и на Каракумском своде (1,6-2 км). В пределах Амударьинской впадины мощность изменяется от 250 м (на северо-западе Бухарской ступени) до 6 км. В Бешкентском прогибе мощность увеличивается с севера на юг от 2-3 до 7-8 км. В Мургабской впадине на севере 5-6 км, в Южно-Тедженском прогибе 12-14 км, на Бадхыз-Карабильской ступени 4-6 км, в Устюртской синеклизе в среднем 5 км.

Самый нижний комплекс отложений пермь-триасовый образует в ряде районов промежуточный этаж, на Мангышлакском антиклинории по степени дислоцированности он относится к фундаменту, в Устюртской синеклизе он ближе к платформенному чехлу.

Сложен этот комплекс преимущественно терригенными, часто красноцветными породами, иногда с вулканогенными, туфогенными, карбонатными прослоями (Южный Мангышлак). В центральном и восточных районах мощность этого комплекса изменяется от нуля (Каракумский свод, Бухарская ступень, северная часть Бешкентского прогиба, Карабогазский свод) до 3-4 км (Сандыкачинская система прогибов). На южном Мангышлаке до 3 км, на северо-западе в Устюртской синеклизе мощность достигает 2,5 и более км.

Нижне-среднеюрские отложения представлены преимущественно терригенной, иногда угленосной толщей мощностью от нуля (некоторые участки Бухарской ступени, Каракумского свода, Карабогазского свода, Бадхыз-Карабильской ступени) до 1600 – 1800 м на востоке, 800 – 1300 м в прогибах южного Мангышлака, сотни метров в Устюртской синеклизе.

Верхнеюрские отложения представлены карбонатно-терригенными отложениями (центральная часть Каракумского свода, Устюртская синеклиза, прогибы Южного Мангышлака) мощностью от первых сотен метров до 600 – 700 м (Южный Мангышлак) и карбонатно-гипсоносоленосной толщей мощностью 1200 – 1500 м (Амударьинская, Мургабская впадины, Предкопетдагский прогиб).

Соленосная толща верхней юры имеет возраст верхний оксфорд, кимеридж, нижний титон. Мощность ее резко сокращается до полного выклинивания в краевых частях Амударьинской впадины, Бохардокской ступени, Каракумском своде, на востоке Бадхыз-Карабильской ступени. В подсолевых карбонатных отложениях (верхний келловей-оксфорд) развиты рифы. Максимальная мощность юрских отложений (по данным сейсморазведки) в Предкопетдагском прогибе (до 5 км), в отдельных прогибах Мургабской и Амударьинской впадин до 3 км, на южном Мангышлаке больше 2 км.

Нижнемеловые отложения на большей части провинции сложены песчано-глинистыми породами с прослоями карбонатов, ангидритов и солей (баррем-альб). Это континентальные (красноцветные), лагунные и морские отложения

В Предкопетдагском прогибе нижний мел сложен преимущественно карбонатными породами. Мощность изменяется от нескольких сотен метров до 1,5 км.

Верхнемеловые отложения в восточной части провинции внизу преимущественно терригенные, вверху карбонатные. Преобладают по мощности терригенные породы, особенно в Амударьинской и Мургабской впадинах. На южном Мангышлаке терригенные и карбонатные отложения почти поровну слагают разрез верхнего мела. Общая мощность верхнемеловых отложений максимальна в Амударьинской, Мургабской впадинах (1100-1200 м). На Мангышлаке и Каракумском своде 520-550 м. Минимальная на Карабогазском своде.

Палеогеновые отложения сложены глинистыми (майкопская свита) и карбонатно-терригенными породами в Предкопетдагском прогибе. В Амударьинской и Мургабской впадинах – это в основном гипсоносно-карбонатная внизу и гипсоносно-терригенная толща вверху. На Мангышлаке и Устюртской синеклизе глинисто-карбонатные с прослоями алевритов и песчаников. На Каракумском своде преимущественно терригенные разрезы. Мощность палеогеновых отложений изменяется от 500-600 м (Каракумский свод, Амударьинская впадина) до 900-1200 м (Мургабская впадина, Устюртская синеклиза) и до 2500 м (Предкопетдагский прогиб).

Неогеновые отложения наиболее полно представлены в Предкопетдагском прогибе – внизу карбонатно-терригенный, вверху преимущественно терригенный грубообломочный состав (моласса). Мощность до 3800 м. Мощная моласса развита в Бешкентском прогибе. В

Амударьинской и Мургабской впадинах преобладают терригенные породы миоцена. Мощность их 300-600 м.

В прогибах Южного Мангышлака разрез миоцена и плиоцена глинисто-карбонатный мощностью 200-220 м. В Устюртской синеклизе неоген – терригенно-карбонатный мощностью до 500 м.

Заканчивается разрез четвертичными отложениями на юге и востоке в предгорьях – это пески, галечники мощностью до 200-300 м. На большей части в центре и на западе – это маломощные глины, пески, суглинки мощностью 20-30 м.

Нефтегазоносность

Регионально нефтегазоносными комплексами (НГК) в провинции снизу вверх являются: пермско-триасовый – преимущественно терригенный, с прослоями карбонатных и вулканогенных пород. Продуктивен на Южном Мангышлаке (Оймаша, Ракушечное, Узеньское и др.), в Амударьинской впадине (Гугуртли) и в Мургабской впадине (Бадхыз-Карабильская ступень). Изучен слабо.

Нижне-среднеюрский – преимущественно терригенный. Коллекторы – песчаники, алевролиты. Продуктивен на Южном Мангышлаке (Узень, Жетыбай), в Амударьинской впадине и Устюртской синеклизе. Преобладают нефтяные залежи. С ним связаны основные разведанные запасы нефти.

Верхнеюрский (келловей-оксфордский) – преимущественно карбонатный комплекс. Характерно развитие рифовых фаций. Региональной покрывкой служат соленосно-глинистые породы верхней юры. Продуктивен в Амударьинской, Южно-Мангышлакской и Северо-Устюртской НГО. Небольшие залежи на Каракумском своде, в Предкопетдагском прогибе. Получены притоки в Мургабской впадине.

Нижнемеловой (неоком-аптский) – преимущественно терригенный. Сложен чередованием песчаников, глин и алевролитов и лишь в

Предкопетдагском прогибе он карбонатный. Основной по запасам газа и конденсата. Продуктивен по всей территории провинции, кроме Устюртской синеклизы. В разрезе от 1 до 3 продуктивных горизонтов. Крупные залежи газа и конденсата открыты на Шатлыкском, Даулетабадском, Байрамалийском, Газлинском и других месторождениях.

Ниже-верхнемеловой (альб-сеноманский) – распространен широко, но продуктивен в основном на Мангышлаке, Каракумском своде и в Амударьинской впадине. Сложен терригенными породами. Небольшие залежи газа открыты в более молодых верхнемеловых отложениях.

Палеогеновый (эоценовый) НГК сложен песчано-алевритовыми породами и глинистыми породами. Продуктивен в Устюртской синеклизе и в Мургабской впадине (Карабильское месторождение).

Перспективным является палеозойский комплекс, сложенный породами разнообразного состава, связанными с корой выветривания. Небольшие залежи известны в Амударьинской НГО (Акджарское, Северо-Мубарекское и др.) и на Южном Мангышлаке (Оймаша).

Преобладают в провинции месторождения антиклинального типа, встречаются в рифовых массивах, и на моноклиналях. Залежи разнообразные: пластовые сводовые, есть литологически и тектонически экранированные, массивные, гидродинамические. Наиболее крупные месторождения связаны с бортами впадин и прогибов: Газли, Ачак, Шатлык, Даулетабад -Донмез, Узень, Жетыбай и др.

По флюидам преобладают газовые и газоконденсатные залежи. Наиболее крупные нефтяные связаны с Южно-Мангышлакским прогибом и открыты они в юрских отложениях.

По особенностям строения и нефтегазоносности в провинции выделяют следующие НГО: Амударьинскую, Мургабскую, Центрально-Куракумскую, Южно-Мангышлакскую, Предкопетдагскую (вместе с Бохардокским склоном) и Северо-Устюртскую.

Амударьинская нефтегазоносная область

Это одна из основных газоносных областей провинции. Здесь известно около 100 газовых и газонефтяных месторождений. Почти все месторождения приурочены в основном к восточному и западному бортам Амударьинской впадины, которые осложнены ступенями, разбитыми на отдельные блоки (в платформенном чехле они осложнены поднятиями). С отдельными блоками или зонами поднятий связаны многочисленные нефтегазоносные районы или зоны. На Бухарской ступени выделяют Газлинский, Кагано-Мубарекский и Янгиказганский нефтегазоносные районы. В пределах Чарджоуской ступени - Гугуртлинский, Кандымский, Денгизкульский, Култакский нефтегазоносные районы. На западном борту впадины выделяют Кирпичлинский, Ачакский (Наипский), Беурдешикский нефтегазоносные районы. Самостоятельные нефтегазоносные районы связаны с Бешкентским прогибом, а так же с Багаджинской ступенью.

Регионально нефтегазоносными в Амударьинской области являются нижне-среднеюрский, верхнеюрский, нижнемеловой и нижне-верхнемеловой комплексы. Отдельные залежи установлены в триасе и даже в палеозойском фундаменте. В юрских отложениях выделяются 5-6 пластов, в нижнем мелу - 5, в верхнем мелу - 2. В области известны такие крупные месторождения как Газли, Ачакское, Гугуртлинское, Уртабулакское, Сарыташ-Караулбазарское, Кокдумалакское и др.

Месторождение *Газли* находится в пределах Бухарской ступени на Газлинском выступе. Приурочено к асимметричной брахиантиклинальной складке размером 15x35 км по одному из горизонтов нижнего мела с амплитудой более 200 м. В разрезе установлено 10 залежей газа в неокоме, апт-альбе и альб-сеномане. В неокоме наряду с газом присутствует нефть. Залежи пластовые сводовые. Основные запасы в IX и X горизонтах сеномана. Дебиты газа до 1 млн.м³/с, начальные запасы более 350 млрд.м³.

Сарыташ-Караулбазарское месторождение газонефтяное. Приурочено к антиклинальной складке, осложненной куполами в пределах Каганского блока. Залежи в неокоме, апт-альбе – газовые, в верхней юре – газовые и нефтяные. Месторождение осложнено сбросами.

Уртабулакское газоконденсатнонефтяное месторождение приурочено к антиклинальной складке размером 11x22 км, осложненной в верхней юре рифом. В верхней юре в органогенно-обломочных и водорослевых известняках газонефтяная залежь. Дебиты газа до 13 млн. м³/с. Горизонты XV и XVa имеют повышенные емкостные свойства за счет вторичных процессов. В нижней и средней юре – залежь газоконденсатная. Месторождение находится в Денгизкульском районе. К юго-востоку от Денгизкульского района расположен Култакский район, где открыт ряд месторождений в рифовых массивах верхней юры (Култак, Зеварды и др.).

На западном борту Амударьинской впадины известно ряд месторождений, наиболее крупным из которых является *Ачакское* (Наипский район). Оно приурочено к антиклинальной складке размером 19x8,5 км и амплитудой 150 м, осложненной сбросом. Эта складка является частью одноименного вала. В разрезе 14 продуктивных горизонтов в нижнемеловых и верхнеюрских отложениях. В нижнем мелу – коллекторы песчаники и алевролиты, в верхней юре – органогенно-обломочные известняки.

В конце 80-х начале 90-х годов установлена нефтегазоносность Бешкентского прогиба. Месторождения связаны с антиклинальными поднятиями и рифовыми массивами. Продуктивны верхнеюрские подсолевые отложения. Одним из месторождений связанных с рифовыми массивами является месторождение Шуртан – газоконденсатное. Риф – келловей-оксфордского возраста. Месторождения, связанные с антиклинальными поднятиями – Бешкент, Камаша (продуктивна верхняя юра).

Мургабская нефтегазоносная область

Мургабская НГО приурочена к одноименной сложно построенной и наиболее погруженной впадине. С начала 50-х годов и до 90-х годов здесь открыто более 30 преимущественно газовых и газоконденсатных месторождений. Среди них гигантское по запасам Даулетабадско-Донмезское (более 1,6 трлн. м³), крупные Шатлыкское, Сейраб, Иолотанское и другие.

Для области характерны крупные региональные разломы, которые делят впадину на ряд блоков. К опущенным блокам приурочены прогибы, к приподнятым валы и зоны поднятий. Над разломами фундамента часто формируются надразломные валы: Байрамалийский, Мары-Южно-Иолотаньский, Чешме-Келийский и др. На крайнем юге выделяется Кушкинская зона поднятий.

В пределах Мургабской НГО выделяют несколько газоносных районов или зон: Шатлыкский, Даулетабадский, Байрамалийский, Учаджинский, Теджен-Шоркельский, Карабильский, Кушкинский.

Регионально газоносным является неоком – шатлыкский горизонт – красноцветные песчаники с высокими коллекторскими свойствами. Максимальная мощность его в северных и центральных районах 70-40 м., минимальная 12-15 м из-за размыва на востоке Бадхыз-Карабильской ступени.

Кроме этого продуктивны на некоторых месторождениях верхнеюрские, верхнемеловые и палеогеновые отложения.

Месторождения связаны с относительно простыми структурами. Залежи преобладают пластовые сводовые. Глубины 2,5-4 км.

Отличается строением гигантское *Даулетабадско-Донмезское* месторождение (1974г.). Оно охватывает периклиналь Даулетабадского вала и часть пологой Северо-Бадхызской моноклинали, нарушенной сбросами. Месторождение имеет огромные размеры (наиболее крупный северный блок

50x45 км.), высоту залежи более 700 м, отличается сложной конфигурацией контура газоносности из-за сложного соотношения газовых и водяных полей, наклонных газо-водяных контактов (ГВК) в тектонических блоках. В целом залежь шатлыкского горизонта разделяется на две принципиально разные части – южную и северную. Южная сводовая полнопластовая приурочена к периклинали Даулетабадского вала, ГВК на отметке минус 2711 – минус 2655 м. Северная гидродинамически экранированная находится в пределах моноклинали. ГВК здесь на отметке минус 3408 м. В центральной части месторождения выделяется водонасыщенная зона, литологическими и тектоническими экранами отделённая от газонасыщенной части залежи.

Шатлыкское газоконденсатное месторождение (1968г.) приурочено к одноимённому валу, осложняющему Шатлык-Тедженское блоковое поднятие. Вал осложнён двумя крупными поднятиями, имеющими общий размер 71x16-23 км и амплитуду более 200 м. Газовая залежь в песчаниках шатлыкского горизонта пластовая сводовая, высотой 227 м. Запасы более 1,5 трлн. м³. На Западно-Шехитлинском куполе установлена газоносность верхнеюрских (келловей-оксфордских) известняков.

К числу крупных месторождений, открытых в последние годы, относятся Сейраб, Бешкызыл, расположенных в Учаджинском районе. Продуктивны песчаники шатлыкского горизонта.

На крайнем юге НГО в Кушкинском районе известны месторождения Ислим, Карачоп, где небольшие залежи газа установлены в верхней юре, нижнем и верхнем мелу. В Карабильском районе в одноимённом месторождении продуктивны песчаники неокома и карбонатно-терригенные отложения палеогена.

Основные прогнозные ресурсы Мургабской НГО связаны с верхнеюрскими карбонатами, где следует ожидать не только газоконденсатные, но и нефтяные залежи. Об этом свидетельствуют притоки нефти на месторождениях Байрамали, Кели, Шарапли, Южное Иолотань.

Перспективны также ниже-среднеюрские и возможно триасовые отложения.

Центрально-Каракумская нефтегазоносная область

Эта область расположена в центре провинции и приурочена к одноимённому своду. Здесь известно более 20 газовых месторождений, в основном приуроченных к Зеагли-Дарвазинскому блоку, в осадочном чехле которого выявлены многочисленные небольшие поднятия, часто нарушенные. С этими поднятиями и связаны небольшие по запасам газовые и нефтегазовые залежи. Продуктивны верхнеюрские, ниже- и верхнемеловые отложения. Основные запасы в терригенном мелу. В качестве примера можно назвать такие месторождения, как Дарвазинское, Шиихское, Такырское и др. Месторождения антиклинального типа, нарушенные сбросами. При движении с севера на юг этаж газоносности увеличивается за счёт верхней юры и нижнего мела. Залежи выявлены на глубинах от 200 до 1600 м. Многие месторождения находятся в консервации.

Южно-Мангышлакская нефтегазоносная область

Эта важная нефтегазовая область провинции расположена на западе и приурочена в основном к системе прогибов на территории Казахстана и частично Узбекистана. Здесь известны крупные месторождения нефти, есть залежи нефтегазовые и газоконденсатные.

Основные месторождения расположены на северном борту Южно-Мангышлакского прогиба и приурочены к Жетыбай-Узеньской ступени. Кроме этого открыты месторождения на Шахпахтинской ступени (Ассакеауданский прогиб), на южном борту Южно-Мангышлакского прогиба, в Сегендыкской впадине, на Песчаномыско-Ракушечном свode и на южном склоне Мангышлакского антиклинория (Беке-Башкудукская зона).

В области одни исследователи выделяют самостоятельные нефтегазоносные районы, другие зоны (Жетыбай-Узеньскую, Шахпахтинскую, Сегендыкскую и др.).

Нефтегазоносные комплексы: нижне-среднетриасовый, нижне-среднеюрский, верхнеюрский, нижнемеловой и верхнемеловой. Небольшие залежи есть в палеозойском складчатом фундаменте (Оймаша).

Регионально нефтегазоносны юрские преимущественно терригенные отложения. Они включают ряд продуктивных горизонтов (более 20), которые в свою очередь состоят из многочисленных пластов-песчаников разделенных глинами. Таких пластов до 100 и более. Песчаники отличаются хорошими коллекторскими свойствами. С ними связаны, как правило, залежи нефти, хотя реже встречаются и газоконденсатные.

В меловых отложениях преобладают газовые залежи. Они связаны с многочисленными горизонтами, преимущественно терригенными в верхнем мелу. Все меловые горизонты как правило малодебитные.

Преобладают в области месторождения антиклинального типа. Залежи пластовые сводовые, есть литологически экранированные.

Узеньское газонефтяное месторождение (1961 г.) приурочено к брахиантиклинальной складке, расположено в пределах Жетыбай-Узеньской ступени (зоны) и осложнено несколькими куполами. По кровле XIII продуктивного горизонта (келловей) она имеет размеры 45x12 км, амплитуду 320 м. В юре залежи нефти, в мелу – газовые. В мелу газоносны неоком, апт, альб и сеноман. Здесь выделяют 11-12 малодебитных газоносных горизонтов. Залежи пластовые сводовые.

В юре нефтеносны 13-16 продуктивных горизонтов, содержащих 57 продуктивных пластов мощностью от 0,5 до 20 м, суммарная мощность 115 м. Залежи пластовые сводовые, иногда тектонически и литологически экранированные. Общий этаж нефтегазоносности – 1500 м. Всего на месторождении насчитывается 55 залежей. Дебиты нефти от 50 до 128 т/с.

Жетыбайское газонефтяное месторождение (1961 г.) приурочено к брахиантиклинальной складке, асимметричной, субширотного простирания. Размеры в юре 22x7,5 км при амплитуде 95 м.

Промышленная нефтегазоносность установлена в юрских отложениях в 22 горизонтах в основном в средней юре. Эти горизонты содержат 133 продуктивных пласта суммарной мощностью 700 м, из которых эффективная мощность 315 м. Дебиты нефти составляли 400-500 т/с. Всего на месторождении 23 залежи, большая их часть нефтяные, реже газонефтяные.

В пределах Шахпахтинской ступени известно Шахпахтинское месторождение, где юрские отложения содержат 4 газоконденсатные залежи.

В Сегендыкской впадине выявлен ряд месторождений с залежами в нижнем мелу, юре и триасе. Месторождения Дунга, Жоласкан и др.

В пределах Песчаномысско-Ракушечной зоны известны Ракушечное месторождение, Оймаша. Нефтегазоносны триасовые, юрские и палеозойские отложения (Оймаша)

В пределах Беке-Башкудукской зоны известно небольшое месторождение Карасязь-Тоспасское в юрских и меловых отложениях.

Северо-Устьюртская нефтегазоносная область

Она приурочена к Устьюртской синеклизе, состоящей из целого ряда прогибов и выступов. (Северо-Устьюртский, Барсагельмесский прогибы, Актумсукский выступ, Бузачинское поднятие и др.)

Первые месторождения газа Жаманкоянкулакское и Жаксыкоянкулакское открыты в 1964г. в эоцене.

В 1966г. выявлена залежь газоконденсата в средней юре (Куаныш), позже установлены залежи в нижней и средней юре. (Арыстановское, Каракудукское, Западно-Барсагельмесское и др.)

Месторождения брахиантиклинального типа. Выделяют 5 нефтегазоносных районов (Каламкаров, 2003)

Наиболее крупные месторождения в Бузачинском районе (Каражанбас, Каламкас – продуктивна юра)

Месторождение *Каражанбас* (1974г.) приурочено к крупной брахиантиклинальной складке субширотного простирания, осложненной тектоническими нарушениями. Размеры 30х6 км, амплитуда 180 м. Месторождение разбито на 8 блоков, в которых залежи имеют самостоятельные водонефтяные контакты (ВНК). Залежи в средней юре и нижнем мелу. Коллекторы песчаники и алевролиты. Залежи пластовые тектонически экранированные.

Второй район – Базайский (месторождения Жаманкоянкулак, Жаксыкоянкулак и др.), в которых продуктивен палеогеновый комплекс. Коллекторы песчаники, алевролиты.

К настоящему времени основным комплексом в рассматриваемой НГО является средне-верхнеюрский, перспективны до юрские отложения. Крупным месторождением является Каракудукское (добыча 4 млн. т в год, 2010 г.)

Нефтегазоносная область Предкапетдагского прогиба и Бохардокской моноклинали

До недавнего времени прогиб относился к числу перспективных территорий Туранской провинции. В конце 90-х годов здесь открыто 7 преимущественно газоконденсатных месторождений в юрско-меловых отложениях. Месторождения мелкие, лишь одно – Караджаулак (восток Предкопетдагского прогиба) среднее по запасам. По типу месторождения антиклинального типа. На одном месторождении Модар (Бохардокская моноклинали) установлена нефтяная залежь.

В восточной части области, где развита верхнеюрская соленосная толща, газовые скопления установлены как в надсолевых (титон-валанжин), так и в подсолевых (оксфорд) отложениях юры и нижнего мела. Большая

часть месторождений связана с Кумбет-Караджаулакской зоной поднятий на платформенном борту Предкопетдагского прогиба. Залежи здесь на глубине более 4 км. Карбонатные коллекторы низко пористые, трещиноватые.

В западной части области месторождения многопластовые в породах оксфорда, титона и неокома (Сабур, Кырк, и др.) Глубины 2,6-3,9 км. Коллекторы карбонатные низкопористые, трещинные. Кроме газа получены притоки нефти до 42 т в сутки. Месторождения приурочены к небольшим куполовидным поднятиям. Месторождение Сабур осложнено оксфордским биогермом. Эта часть области отличается нефтепроявлениями и небольшими притоками нефти (Сабур, Северный Кырк, Модар).

Перспективна осевая часть прогиба и складчатый борт, где перспективы могут быть связаны и с кайнозойскими отложениями. Здесь прогнозируется как нефтяные, так и газоконденсатные залежи.

Оценивая перспективы Туранской провинции, можно сделать вывод о том, что дальнейшее направление поисково-разведочных работ нужно связывать с изучением подсолевых юрских отложений, особенно в Мургабской впадине, также они представляют интерес в Амударьинской впадине. По-прежнему перспективы открытия новых месторождений связаны с Предкопетдагским прогибом (юра-кайнозой). В Южно-Мангышлакской области наибольший интерес представляют собой юрский и триасовый комплексы в центральной части и акватории Каспия. Перспективна акватория Каспия в Северо-Устюртской НГО, особенно в юрских отложениях.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ И ПРЕДВЕРХОЯНСКОГО ПРОГИБА

В пределах древней Сибирской платформы по современным представлениям (Каламкаров, 2003) выделяется Восточно-Сибирская мегапровинция, которая включает Лено-Тунгусскую, Лено-Вилюйскую и Енисейско-Анабарскую нефтегазоносные провинции.

Сибирская платформа занимает обширную территорию междуречья Енисея и Лены. Общая площадь ее приблизительно 4 млн. км². На востоке платформа ограничена Предверхоянским краевым прогибом, на юго-востоке и юге разломами отделяется от архейских структур Станового хребта и байкалид Байкало-Патомской складчатой системы. На юго-западе и западе разломы отделяют платформу от складчатых сооружений Восточных Саян, Енисейского кряжа. Северная граница проводится по шву, ограничивающему с юга складчатые структуры Таймыра.

ЛЕНО-ТУНГУССКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Эта провинция занимает большую часть Сибирской платформы. На западе и юге ее границы совпадают с границами платформы, на севере она ограничена Енисейско-Хатангским и Лено-Анабарским прогибами, на востоке – Предверхоянским прогибом, на юго-востоке граница проводится условно по склонам Сунтарского и Якутского сводов. Её площадь 2,6-2,8 млн. км². Административно она занимает территорию Красноярского края, Иркутской области, Эвенкийского автономного округа и западной части республики Саха (Якутия).

История изучения

Нефтегазопроисхождение бурение в пределах провинции начато во второй половине 30-х годов прошлого века на юго-востоке на северном склоне Алданской антеклизы. В одной из скважин в 1937 г. было получено 200 литров нефти из кембрийских отложений. За открытие кембрийской нефти в Якутии геологу Сеньюкову присуждена государственная премия. Получение первой нефти из кембрия послужило основанием для начала поисковых работ в соседней Иркутской области на юге провинции и Туруханском районе на крайнем северо-западе.

На территории Иркутской области поисковое бурение было сосредоточено в ее южной части на Парфеновской, Осинской, Атовской, Бельской и других площадях. В ряде скважин из известняков и доломитов нижнего кембрия в период времени 1948-60 гг. были получены промышленные притоки нефти и газа. Однако по одним данным только в 1961 году в Иркутской области было открыто первое промышленное месторождение – Атовское, по другим им было Марковское в 1962 г., где были обнаружены залежи нефти и конденсата. Последующие нефтегазопроисхождение работы привели к открытию в южной части провинции в 60-70-е годы прошлого века еще ряда месторождений не только в Иркутской области, но и в западной части Якутии: Ярактинского, Среднеботуобинского, Верхневиллючанского и др.

В 70-80-е годы были открыты достаточно крупные месторождения в центральных районах провинции на Байкитской антеклизе: Куюмбинское, Юрубченское, Тахомское (Юрубчено-Тахомская зона – ЮТЗ). В конце 80-х годов установлена промышленная газонефтеносность более северных районов провинции (Моктаконское нефтегазоконденсатное месторождение). В конце 80-х годов новые более крупные открытия сделаны на юге провинции как в Иркутской области, так и в Якутии: Верхнечонское, Талаканское, Чаяндинское, Ковыктинское месторождения. В конце 90-х годов начале 2000 г. новые месторождения открыты на юге провинции

(Восточно-Талаканское, Алинское, Ангаро-Ленское), на юго-западе (Имбинское, Агалеевское и др.) в последние годы (2005-2008 гг.) открыто 9 новых месторождений, среди них крупнейшее Ангаро-Ленское, крупное Левобережное в пределах Ангаро-Ленской ступени. К настоящему времени в пределах провинции открыто более 70 месторождений (Ефимов, 2009 г). В 16 из них извлекаемые запасы более 100 млн.т, а в 3 – один млрд.т условного топлива.

По последним оценкам (2009 г.) начальные суммарные ресурсы (извлекаемые) прогнозируются в 46-50 трлн.м³ газа и 10,3-13 млрд.т нефти. Однако разведанные запасы (извлекаемые) по категории А+В+С₁ – 992 млн.т, а газа – 4,6 трлн.м³ (Конторович, 2000). По последним оценкам (Ефимов, 2009 г.) запасы нефти составляют 1,5 млрд.т, а газа 7,1 трлн.м³.

Газовые залежи Лено-Тунгусской провинции характеризуются исключительно высоким содержанием гелия – от 0,2 до 0,6 %. Промышленными считаются концентрации 0,05%. Геологические ресурсы гелия на месторождениях провинции оцениваются в 70 млрд. м³ (первое место в мире).

При изучении различных районов провинции использовались следующие виды геологоразведочных работ: геологическая съемка разного масштаба, опорное и параметрическое бурение (более 20 опорных скважин), аэрогеологическая съемка. С 50-х годов прошлого века началось планомерное изучение провинции геофизическими методами (на первом этапе гравиразведка и магниторазведка, позже сейсморазведка и электроразведка). Наибольший объем региональных, поисковых и детальных сейсмических работ выполнен в пределах южных и юго-восточных районов провинции. Остальные территории, особенно северные изучены слабо.

В связи с наличием в разрезе траппов и эвапоритов точность сейсмических исследований при картировании структур в рифейских, вендских и нижнекембрийских отложениях не очень высокая.

Несмотря на это в результате всех проведенных работ в провинции были установлены принципиальные черты строения осадочного чехла (литологические и тектонические), выявлены основные нефтегазоносные комплексы, определены региональные закономерности изменения коллекторов и других нефтегеологических и физических параметров разреза.

В целом Лено-Тунгусская провинция изучена крайне неравномерно всеми видами работ и в целом слабо по сравнению с другими провинциями России.

В последние годы (после 2000 г) увеличены объемы поисково-разведочных и региональных работ. В настоящее время осуществляется бурение 6 новых параметрических скважин в центральных и южных районах. Получены новые сведения о строении и нефтегазоносности рифейских, вендских и кембрийских отложений.

Полученные в последние годы новые материалы позволяют высоко оценивать перспективы нефтегазоносности северных и центральных районов (Тунгусская синеклиза, Катангская и Сюгджерская седловины, северный склон Анабарской антеклизы).

В 2009 году добыча углеводородов в провинции ведется на 28 месторождениях. В 2008 г. добыто 1,3 млн.т нефти и 5,3 трлн.м³ газа. В 2009 – 3,9 млн.т и 7,5 трлн.м³. К 2020 г. планируется довести добычу до 32-42 млн.т и 44-46 млрд.м³ (Ефимов, 2009).

Тектоническое строение

Как было сказано выше, провинция располагается в пределах древней Сибирской платформы. Фундамент платформы по результатам комплексного анализа геологических, сейсмических, аэромагнитных и гравиметрических данных представляет собой сложную систему разновозрастных блоков от катархейского до раннепротерозойского.

Породы фундамента выходят на поверхность на северо-востоке провинции (Анабарский свод) и вдоль южной границы (Алданский щит). На остальной части территории глубины фундамента изменяются от 2-3 км до 5-8 км, на отдельных участках до 12-14 км, а по последним данным в центральных частях древних рифтов и более 20 км (Клещев, 2009). В соответствии с этим меняется и мощность осадочного чехла, представленного вулканогенно-осадочными комплексами рифейского, вендского и фанерозойского возраста.

Для осадочного комплекса характерно широкое развитие несогласий, мощных соленосных толщ в кембрии, а также интрузивных и эффузивных пород в основном в перми и триасе.

Из всего комплекса осадочно-вулканогенных отложений наиболее широко по площади развиты нижнепалеозойские и рифей-вендские отложения. Средне-верхнепалеозойские и особенно мезозойские отложения локализованы в отдельных депрессиях.

В осадочном чехле выделяют 5 структурных ярусов: рифейский, вендско-нижнепалеозойский, среднепалеозойский, верхнепалеозойский и триасовый. Между ними наблюдаются несогласия, которые в различных тектонических зонах проявляются по-разному.

В наиболее изученной южной части провинции выделяют три структурных этажа: подсолевой (венд-нижнекембрийский), солевой (нижне-среднекембрийский) и надсолевой (среднепалеозойско-мезозойский).

В современном структурном плане провинции выделяют ряд наиболее крупных структурных элементов (надпорядковых).

Анабарская антеклиза – на северо-востоке провинции. Площадь ее 700 тыс.км². От Анабарского массива на северо-западе и Оленекского выступа на северо-востоке кристаллический фундамент погружается к краям антеклизы до отместок 2,5-3,0 км. Наибольшая глубина фундамента в Суханской впадине – 5 км. Осадочный чехол сложен терригенно-карбонатными

породами рифейского и нижнепалеозойского возраста. Антеклиза осложнена структурами первого порядка: сводами – Анабарским, Оленекским, Мунским с амплитудой до 1 км, впадинами (Суханской и др.) кроме этого выделяются до десятка структур второго порядка (валов) с амплитудой до 100-200 м.

Алданская антеклиза (площадь более 650 тыс.км²) расположена на юго-востоке. Большая южная часть ее располагается за пределами провинции (Алданский щит). В состав провинции входит лишь северный склон антеклизы. Поверхность фундамента от Алданского щита погружается на север и северо-восток до глубины 3,0 км, а на востоке до 4-6 км. Основную роль в разрезе занимают терригенно-карбонатные породы рифея, венда и нижнего палеозоя, которые на крайнем севере перекрыты юрскими отложениями (на южном борту Вилюйской синеклизы). Наиболее крупными элементами, осложняющими антеклизу, являются Якутский свод, Алдано-Майская впадина.

Непско-Ботуобинская антеклиза расположена на юго-востоке провинции, вытянута в северо-восточном направлении параллельно Байкало-Патомскому обрамлению. Площадь 250 тыс.км². В сводовой части антеклизы глубина фундамента – 1,2 км, к периферии он погружается до – 3,0 км. Разрез осадочного чехла сложен в основном терригенно-карбонатными породами и соленосными отложениями венда и нижнего палеозоя. Вендские отложения широко развиты на склонах. На северо-западном и северном склонах кроме того развиты угленосные верхнепалеозойские и частично юрские, а также триасовые туфогенные образования. В центральной части антеклиза осложнена Непским (Непско-Паледуйским) сводом, на северо-востоке несколькими поднятиями средних размеров – куполовидными поднятиями, структурными мысами (Верхневилючанским куполовидным поднятием, Мирненским, Сюльдюкарским структурными мысами и др.), на юго-западе – Усть-Кутским куполовидным поднятием). Амплитуда этих поднятий в кембрийских

отложениях не более 100-150 м. Однако на Усть-Кутском и Паледуйском поднятиях соленосные и надсолевые толщи осложнены контрастными линейными складками, нарушающими соответствие структурных планов разновозрастных горизонтов. Такое строение характерно для всего юго-западного погружения антеклизы.

Байкитская антеклиза расположена на северо-западе провинции, имеет неправильную форму слегка вытянутую в северо-западном направлении. Площадь ее 120 тыс.км². На западе от Енисейского кряжа отделяется узким прогибом. Наиболее четко эта антеклиза как единая структура выражена по горизонтам нижнего палеозоя. Фундамент резко расчленен, его глубина колеблется от 3 до 6 км, уменьшаясь на отдельных блоках до 2 км. Осадочный чехол представлен в основном терригенно-карбонатными, а также соленосными породами рифея, венда и нижнего палеозоя, в северной части появляются верхнепалеозойские и триасовые отложения мощностью от 0,5 до 1,0 км. Байкитская антеклиза осложнена крупным Камовским сводом и 9 структурами второго порядка, имеющими различные простирания. Камовский свод осложнен несколькими куполовидными поднятиями (Куюмбинским, Тайгинским, Чадобецким). Амплитуда их по горизонтам кембрия 100-150 м. По верхнепалеозойским и триасовым отложениям на месте Байкитской антеклизы выделяется более обширная Восточно-Енисейская ступень.

Курейская синеклиза занимает северо-западную часть провинции. Площадь ее 670 тыс. км². На западе она ограничена системой краевых поднятий (Турухано-Норильская тектоническая зона), а на севере раскрывается в сторону Енисейско-Хатангского регионального прогиба. Как крупная единая депрессия эта синеклиза наиболее четко выражена по нижне-среднепалеозойским горизонтам, мощность которых изменяется от 3 км на юге до 5 км на севере. По современным представлениям широко распространены рифейские отложения, мощность которых изменяется от 1-3

км до 5 км. Слагающие верхний структурный этаж верхнепалеозойско-триасовые отложения распространены широко далеко за пределы контуров собственно Курейской синеклизы (особенно на юге). По этому этажу выделяется более обширная Тунгусская синеклиза.

Форма Курейской синеклизы неправильная, несколько вытянутая в северо-западном направлении. Глубина фундамента, который резко расчленен, колеблется от 3,5-4,0 до 6,0-8,0 км во впадинах. Наиболее крупной структурой, осложняющей Курейскую синеклизу является Бахтинский выступ, его контуры по подошве кембрийских отложений проводятся по изогипсам – 4,0-4,2 км. Центральная часть выступа образует крупное поднятие – Сурингдаконский свод. По нижне-среднепалеозойским отложениям в пределах синеклизы выделяются до десятка структур первого порядка положительных (Ледянский, Аянский, Анамский, Кочечумский, Юктелийский, Турунский своды) и отрицательных (Ламско-Хантайский мегапрогиб, Верхнекочечумская, Туринская, Корвунчанская впадины). Кроме того, с различной степенью надежности выделяются около 30 пликативных структур второго порядка. По подошве кембрийских отложений амплитуда сводов изменяется от 200 до 500 м. Бахтинский выступ имеет амплитуду 700 м. Амплитуда структур второго порядка 200-250 м.

Структуры верхнего этажа (верхнепалеозойско-триасового) находятся в сложном соотношении со структурами нижне-среднепалеозойских отложений. Одни из них вниз по разрезу увеличивают амплитуду, другие же характеризуются несовпадением структурных планов.

Присаяно-Енисейская синеклиза расположена на юго-западе провинции. Площадь ее около 150 тыс. км². Это одна из наиболее контрастных структур. Она состоит из двух депрессий и слегка вытянута в широтном направлении на 500 км при ширине около 280 км. Осадочный чехол представлен рифейскими, вендскими, палеозойскими и мезозойскими

отложениями. Основную часть разреза составляют терригенно-карбонатные и соленосные нижнепалеозойские отложения.

В подсолевом этаже выделяют Долгомостовую, Мурско-Чунскую, Катскую впадины, разделенные седловиной и структурным мысом. Эти впадины в нижнем этаже осложнены поднятиями, которые из-за соляной тектоники в более сложной форме проявляются и в надсолевом этаже.

Тунгусская синеклиза как единая структура выражена в верхнепалеозойско-триасовых отложениях. Площадь ее более 1 млн.км². Северная ее часть полностью перекрывает Курейскую синеклизу, а в южной отдельные элементы Байкитской и Непско-Ботубинской антеклиз, Катангской седловины и Присяяно-Енисейской синеклизы. Мощность верхнепалеозойских терригенно-угленосных и триасовых туфогенно-эффузивных пород изменяется от 1 км на юге до 3 км на северо-западе.

Предпатомский региональный прогиб на 1250 км протягивается вдоль Байкало-Патомской складчатой системы и отделяет Непско-Ботубинскую антеклизу от складчатого обрамления. Средняя ширина его 100 км, площадь 130 тыс.км². Сложен прогиб в основном терригенно-карбонатными рифейскими, вендскими и соленосно-терригенно-карбонатными кембрийскими породами общей мощностью от 2,5 км на юго-западе до 6 км на северо-востоке. В наиболее погруженных частях прогиба развит ордовик, реже силур и девон небольшой мощности. Наиболее погруженными структурами на северо-востоке являются Нюйско-Джербинская и Березовская впадины, шарнир этих впадин погружается в сторону Кемпендяйской впадины – элемента Вилюйской синеклизы. Кроме названных впадин достаточно крупной структурой является Казачинский прогиб с амплитудой около 100 м. В Предпатомском прогибе верхний структурный этаж осложнен рядом линейных положительных структур, которым в подсолевых отложениях часто отвечают малоамплитудные структурные осложнения (поднятия, перегибы, уступы и др.).

Ангаро-Ленская ступень занимает самую южную часть провинции. Поверхность фундамента здесь слабо дифференцирована и имеет отметки – 2-3 км. Осадочный чехол сложен в основном терригенными вендскими и терригенно-карбонатными и соленосными кембрийскими породами. На поверхности распространены также ордовикские, силурийские и юрские отложения небольшой мощности. По горизонтам кембрия выделяются две крупные структуры: Братский выступ и Верхнеангарский структурный мыс. Обе структуры вытянуты в северо-западном направлении и имеют в поперечном сечении амплитуды: 100 м – Верхнеангарский мыс и 500 м – Братский выступ. Шарнир последнего погружается в северо-западном направлении, вверх по разрезу контрастность его уменьшается. В центральной части ступени по надсолевым отложениям выделяются протяженные поднятия значительной амплитуды (200-500 м), осложненные разрывами, в подсолевых горизонтах им соответствуют пологие малоамплитудные поднятия.

Виллюйская гемисинеклиза расположена на северо-востоке и разделяет Анабарскую и Алданскую антеклизы. В состав провинции входит лишь ее западная часть. Фундамент гемисинеклизы сильно расчленен. Она выполнена терригенно-карбонатными отложениями рифея, венда, нижнего и среднего палеозоя, а также терригенными отложениями верхнего палеозоя и мезозоя. По подошве мезозойских отложений она раскрывается в сторону Предверхоянского прогиба. В западной части гемисинеклизы под моноклинально лежащими мезозойскими отложениями в палеозойских и более древних породах выделяются Сунтарский свод и Кемпендяйская и Игыатинская впадины.

За пределами описанных выше надпорядковых структур выделяются Катангская и Сюгджерская седловины и два мегавала: Хантайско-Рыбнинский и Курейско-Бакланихинский. Последние образует крупную приподнятую зону вдоль северо-западной границы Курейской синеклизы.

Они представляют собой сложно построенные антиклинальные структуры, в ядрах которых на поверхность выходят породы позднего докембрия. Амплитуда мегавалов по кембрийским горизонтам 1,5-2,0 км. Углы наклона крыльев от $10-15^{\circ}$ до $70-80^{\circ}$ (с нарушениями).

Характеристика разреза

Кристаллический фундамент провинции сложен гнейсами, сланцами, кварцитами и гранитами.

Рифейские отложения выходят на поверхность вдоль западной границы провинции. Скважинами они вскрыты в Присаяно-Енисейской синеклизе, Катангской седловине, Байкитской антеклизе, Предпатомском прогибе, в Турухано-Норильской зоне, на склоне Алданской антеклизы.

Рифейские отложения западной и восточной частей провинции отличаются по литологическому составу и стратиграфическому объему. В западных разрезах рифейские отложения присутствуют в объеме среднего и верхнего отделов. Средний отдел внизу сложен песчаниками, алевролитами, сланцами, а сверху карбонатами и аргиллитами. Подобные разрезы вскрыты на юго-востоке Байкитской антеклизы, а наиболее характерны для Енисейского кряжа, где мощность рифейских отложений более 4 км.

Верхний отдел внизу сложен карбонатно-терригенным комплексом, а сверху преимущественно карбонатными породами с прослоями аргиллитов, часто углистых. Развита он по всей западной окраине провинции, а также вскрыт скважинами на Байкитской антеклизе, Катангской седловине, Присаяно-Енисейской синеклизе. Мощность от нескольких сот метров до 3-4 км (Енисейский кряж).

В восточных и центральных частях провинции рифейские отложения представлены нижним, средним и верхним отделами. Нижний и средний отделы в нижних частях представлены преимущественно терригенными, а в верхних карбонатными или терригенно-карбонатными отложениями.

Верхний отдел сложен преимущественно карбонатами с прослоями терригенных пород. Суммарные мощности колеблется в восточных разрезах от 1200 до 3400 м.

В последние годы по результатам сейсмического зондирования сделаны выводы о более широком развитии рифейских отложений в северных районах провинции (Тунгусская синеклиза). По составу это преимущественно терригенные внизу (мукунская толща) и карбонатные вверху (билляхская толща) отложения мощностью от 1-3 до 3-5 км.

Судя по последним публикациям (Клещев и др., 2009) рифейские отложения сегодня вскрыты в пределах палеоподнятий, в центральных частях которых они иногда размыты, а на склонах представлены терригенными и карбонатными отложениями (в том числе и рифогенными) и глинисто-карбонатными. По мере удаления от палеосводов к палеовпадинам наблюдается увеличение роли глинистых пород в разрезах.

Стратиграфически наиболее полные разрезы приурочены к центральным частям Иркинеево-Чадобецкого рифта, где мощность по материалам сейсморазведки достигает 23 км. Нижняя часть разреза рифея здесь представлена мощной толщей осадочно-вулканогенных пород. На бортах рифта вулканогенная толща выклинивается и здесь скважины вскрывают глинисто-карбонатные отложения верхнего рифея. Однако в зоне рифтов над отдельными выступами могут формироваться рифовые постройки, в краевых частях клиноформенные комплексы, в которых значительную роль играют обломочные породы. То есть последние материалы свидетельствуют о более сложном строении рифейских отложений и резких изменениях как стратиграфического объема, так и мощности их.

Выше в разрезе, а иногда и на фундаменте лежат вендско-нижнекембрийские отложения. Развиты они широко за исключением центральных частей Алданской и Анабарской антеклиз. Снизу вверх в этом

интервале выделяют талахский (венд) и ааянский (венд-нижний кембрий) горизонты или их возрастные аналоги (островной, юдомский, присаянский).

Талахский горизонт объединяет различные свиты. На значительной территории (север и центр Байкитской антеклизы, северо-запад Непско-Ботуобинской антеклизы, восток Курейской синеклизы, юг Анабарской антеклизы, Турухано-Норильская зона, Бахтинский выступ) он отсутствует в разрезе. В остальных районах провинции он сложен двумя пачками. Нижняя (это безымянный или талахский продуктивные горизонты (пласты)) сложена преимущественно песчаниками. Верхняя сложена аргиллитами с прослоями алевролитов и лишь на севере Предпатомского прогиба доломитами. Мощность талахского горизонта 0-400 м.

Ааянский горизонт (венд-нижний кембрий) и его возрастные аналоги в различных районах провинции объединяет различные свиты (даниловскую, куюмбинскую, тирскую, верхнюю часть непской и др.). Сложен внизу существенно терригенными породами, а вверху карбонатами. Мощность изменяется от 160 до 900 м.

Нижняя часть горизонта на севере Байкитской антеклизы, на Сурингдаконском своде, Турухано-Норильской зоне, на западе Сюгджерской седловины, на юге Анабарской и северо-западе Алданской антеклиз отсутствует в разрезе. В остальных частях провинции – это переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников. К нижней части ааянского горизонта приурочены регионально развитые в центральных и южных районах провинции песчаные пласты (марковский, ярактинский, хамакинский и др.), которые являются продуктивными.

Средняя часть горизонта отсутствует в северной половине Байкитской антеклизы, в центре Непско-Ботуобинской антеклизы и Бахтинском выступе. В остальных участках она сложена терригенно-сульфатно-карбонатными, а на юго-западе и юге провинции (Присаяно-Енисейская синеклиза и Ангаро-Ленская ступень) преимущественно терригенными породами. В

Предпатомском прогибе есть пласт каменной соли. Песчаные пласты или линзы в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы образуют парфеновский, ботуобинский, верхнетирский продуктивные горизонты (пласты).

Верхняя часть горизонта (даниловская, куюмбинская и др. свиты) сложена доломитами, глинистыми доломитами с прослоями ангидритов, в Ангаро-Ленской ступени развиты пласты каменной соли. С этой частью горизонта связаны карбонатные продуктивные горизонты (пласты) устькутский, преображенский, юряхский.

Кембрийская система

Вышележащие отложения кембрийского возраста слагают значительную часть осадочного чехла. Развиты они по всей территории. По литолого-фациальным особенностям ранне-среднекембрийских отложений выделяются три фациальных региона.

Один из них, наиболее обширный по площади Турухано-Иркутско-Олекминский. Он занимает значительную часть провинции от Турухано-Норильской зоны на северо-западе до Иркутского амфитеатра на юго-востоке. Нижне-среднекембрийские отложения образуют здесь два типа разреза: соленосный и карбонатный. Соленосный тип наиболее широко развит. Для нижне-среднекембрийских отложений характерно переслаивание пластов соли, доломитов, реже известняков. Снизу вверх здесь выделяют в нижнем кембрии усольскую, бельскую, булайскую, ангарскую свиты, в среднем кембрии – литвинцевскую свиту. Мощность колеблется от 1300-1500 м. (Курейская синеклиза, Байкитская антеклиза) до 2200 м (Присаяно-Енисейская синеклиза). Карбонатный тип развит на западе Алданской, юге Анабарской антеклиз и в Турухано-Норильской зоне. Здесь в разрезе преобладают известняки, доломиты. Мощность 650-1500 м.

Верхняя часть среднего кембрия и верхний кембрий в пределах рассматриваемого региона сложены существенно терригенными и терригенно-карбонатными породами, часто красноцветными. На юге и юго-

востоке – это верхнеленская свита, в центре – эвенкийская. Мощность от 400-500 м (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы) до 1500 м (Присаяно-Енисейская синеклиза). В Курейской синеклизе и Турухано-Норильской зоне разрез терригенно-карбонатный мощностью 450-600 м.

В восточных районах и юго-восточных частях провинции (север Алданской антеклизы и Анабарская антеклиза) кембрийские отложения представлены полифациальными карбонатными и глинисто-карбонатными породами, накапливающимися в условиях открытого морского бассейна. Это второй фациальный регион.

В западном направлении эти отложения замещаются мелководными с широким развитием в нижнем и среднем кембрии органогенных построек. Это третий фациальный регион. Общая мощность ниже-средне-верхнекембрийских отложений достигает здесь 2100 м. Полоса предполагаемого развития отложений этого фациального региона (Анабаро-Синского) протягивается от северного склона Алданской антеклизы в направлении западного склона Анабарской антеклизы.

Ордовикская система

Ордовикские отложения распространены повсеместно в Курейской, Присаяно-Енисейской синеклизах, отсутствуют на севере Алданской антеклизы. Они включают нижний (тремадокский, аренигский ярусы), средний (лланвирнский, лландейлский, карадокский ярусы), верхний (ашгиллский ярус) отделы. Сложены ордовикские отложения карбонатными, терригенно-карбонатными породами, роль литологических разностей заметно меняется в различных районах. Во многих участках ордовикские отложения прорваны интрузиями долеритов мощностью до 400 м. Общая мощность ордовикских отложений изменяется от 300 до 1400 м.

Силурийская система

Силурийские отложения наиболее широко развиты в северных и центральных участках провинции и представлены двумя отделами. Нижний

включает лландоверийский и венлокский ярусы и сложен преимущественно карбонатными породами с прослоями аргиллитов с включениями кремней. Есть органогенные постройки. Мощность 210-255 м. Верхний отдел (лудловский, пржидольский ярусы) развит в основном на северо-западе и в центре. Сложен он карбонатными и глинисто-карбонатными породами. Мощность 120-220 м.

Девонская система

Девонские отложения наиболее широко развиты на северо-западе и востоке (Вилюйская синеклиза). Нижний отдел сложен глинисто-карбонатными породами мощностью 400-430 м. Средний отдел внизу карбонатно-терригенный, а вверху – карбонатный. Мощность от 50 до 450 м. Верхний девон (франский ярус) – внизу аргиллиты, алевролиты, базальты, вверху известняки, доломиты. Мощность от 170 м (северо-запад) до 400 м (Вилюйская синеклиза).

Фаменский ярус представлен пестроцветными песчано-глинистыми отложениями, каменной солью, доломитами, туфами. Мощность 10-430 м. В западной части Вилюйской синеклизы мощность возрастает до 1500 м (за счет солей).

Каменноугольная и пермская системы

Нижний отдел каменноугольной системы (турнейский, визейский ярусы) на севере и северо-западе провинции сложен преимущественно карбонатными породами, в центре и юго-востоке – терригенно-карбонатными с туфами в визейском ярусе. Общая мощность 130-260 м. Средний и верхний отделы сложены песчано-глинистыми угленосными отложениями. Мощность 20-340 м. Пермские отложения представлены преимущественно угленосными песчано-глинистыми породами, на севере и северо-западе встречаются прослои известняков. Мощность от 300 до 1070 м.

Верхнепалеозойские отложения прорваны интрузиями долеритов.

Триасовая система

Триасовые отложения широко развиты в центре, северо-западе и севере провинции (Тунгусская синеклиза). Внизу развиты туфогенно-обломочные породы, вверху – базальты, вулканогенно-осадочные породы. На северо-востоке терригенные породы. Мощность 1,1-2,4 км.

Юрская система

Юрские отложения заполняют отдельные впадины на северо-востоке и юге. Это песчано-глинистые углистые породы мощностью до 200 м.

Заканчивается разрез четвертичными песками, галечниками, алевролитами. Мощность десятки метров, редко до 150 м.

Нефтегазоносность

В разрезе Лено-Тунгусской провинции выделяются 4 нефтегазоносных комплекса (НГК): рифейский карбонатный, вендский терригенный, верхнедевонско-кембрийский карбонатный, кембрийский карбонатный и 2 перспективных: ордовикско-девонский и каменноугольно-пермский (ВНИГНИ, 1997; Каламкаров, 2003).

Стратиграфический объем, литологический состав и мощности комплексов, особенно подсолевых испытывают значительные изменения в различных участках провинции.

Рифейский нефтегазоносный комплекс мощностью до 5 км (2009 г.) сложен разнофациальными и плохо коррелируемыми между собой толщами песчаников и карбонатов. Обширные участки его отсутствия установлены на Непско-Ботубинской антеклизе, Ангаро-Ленской ступени, Сюгджерской седловине, Бахтинском выступе. Проницаемые толщи комплекса представлены песчаниками и карбонатами различной мощности. Коллекторские свойства песчаников удовлетворительны на Анабарской и севере Алданской антеклиз. Промышленная нефтегазоносность комплекса связана с карбонатными коллекторами (доломитами) каверно-трещинного типа. Коллекторские свойства резко изменяются как по площади, так и в

разрезе. Промышленные залежи углеводородов установлены на Байкитской антеклизе (Юрубчено-Тахомская зона). Небольшие залежи газа выявлены на северо-востоке Предпатомского прогиба. Признаки нефтегазоносности установлены на склоне Анабарской антеклизы, в Турухано-Норильской зоне (вкрапления, асфальтовые битумы в кавернах, трещинах, порах). Рифейский НГК отличается сложным строением резервуаров, сложным сочетанием пористых, проницаемых участков и плотных непроницаемых пород.

Вендский терригенный НГК или непско-тирский является основным по концентрациям ресурсов углеводородов (33%). Мощность его до 500 м (2009 г.). Коллекторами являются чаще всего разномерные песчаники, зональными покровками – аргиллиты и глинистые доломиты тирской свиты венда, локальными покровками служат глинистые породы внутри комплекса. В разрезе комплекса выделяют от 2 до 6 продуктивных горизонтов.

На Непско-Ботубинской антеклизе и Предпатомском прогибе выделяют три горизонта: нижненепский, верхненепский и тирский. Нижненепский горизонт залегает на породах фундамента или рифейских толщах. Сложен песчаниками разномерными, плохо сортированными, часто гравелитистыми с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Песчаники образуют локальные песчаные тела (резервуары) в безымянном, талахском, вилючайском, боханском, ванаварском IV и др. пластах. Все они характеризуются сложным строением и значительной изменчивостью.

Верхненепский горизонт распространен более широко по площади. Локальные песчаные резервуары (тела) выявлены в марковском, ярактинском, хамакинском, харыстанском, чонском I, ванаварских I-III пластах. Характер распространения по площади мозаичный. ФЕС средние и высокие (пористость 5-25%, проницаемость от 0,001 до 4 мкм²).

Тирский горизонт. Локальные песчаные тела (резервуары) выявлены в пластах: парфеновском, ботубинском, верхнетирском. Коллекторские свойства высокие: пористость 5-25%, проницаемость от 0,005 до 2 мкм².

Нефтегазонасность вендского терригенного комплекса установлена на 35 месторождениях (2003 г.). Среди них крупные Ковыктинское, Чаяндинское, Верхнечонское, Среднеботубинское. Дебиты нефти до 100-300 т/с.

Верхневендско-нижнекембрийский (даниловско-усольский) нефтегазонасный карбонатный комплекс широко распространен, мощность его до 1500 м. С ним связано 27% ресурсов. Удовлетворительные коллекторские свойства установлены на Непско-Ботубинской антеклизе. Коллекторы – кавернозные, трещиноватые доломиты и известняки, региональная покрывка – соленосная толща усольской свиты нижнего кембрия. Зональными и локальными покрывками служат сульфатизированные и глинистые карбонаты.

В пределах Непско-Ботубинской антеклизы в этом комплексе выделяют три продуктивных горизонта: преображенский, юряхский и осинский.

Преображенский горизонт распространен ограничено. Локально развитые резервуары представлены хемогенными и биогенными доломитами, интенсивно перекристаллизованными и выщелоченными. Коллекторские свойства, как правило, низкие. Улучшаются в Тетейско-Чонской зоне на западе антеклизы. Мощность пород коллекторов 10-15 м.

Юряхский (усть-кутский) горизонт сложен органогенно-обломочными доломитами, часто засоленными. Коллекторские свойства низкие. Мощность пород коллекторов менее 3 м и лишь на северо-востоке антеклизы увеличиваются до 20 м. Здесь же увеличивается пористость до 15-20%.

Осинский горизонт сложен известняками и доломитами и образует ряд узких протяженных зон (20-30 км) с повышенными мощностями. Известняки

и доломиты в этих зонах органогенно-обломочные, водорослевые, кавернозные, рифоподобные. Пористость 8-15%, проницаемость 0,01-1,0 мкм². Мощности пород коллекторов 10-30 м.

Наилучшие коллекторы в верхневендско-нижнекембрийском комплексе связаны с зонами развития биогермов в осинском горизонте и биостромов в преображенском и юряхском горизонтах. Нефтегазоносность комплекса установлена на 12 месторождениях. Наиболее крупные залежи на Верхневилучайском, Верхнечонском, Талаканском месторождениях.

Кембрийский карбонатный НГК распространен широко, за исключением крайних северных и северо-восточных районов. Коллекторы – кавернозные и трещиноватые доломиты и известняки, иногда биогенного происхождения. Флюидоупором служат соляные пачки внутри комплекса и аргиллиты верхоленской свиты средне-верхнекембрийского возраста. В южных и центральных районах провинции коллекторы распространены на многочисленных локальных участках. В Турухано-Норильском районе, Бахтинском выступе, Курейской синеклизе развиты мощные, среднеёмкие, хорошо проницаемые коллекторы, сформировавшиеся в зоне краевых рифовых систем и на карбонатной платформе.

В южных и центральных районах провинции в комплексе выделены три продуктивных горизонта: нижнебельский, булайский и ичерский.

Нижнебельский горизонт сложен известняками и доломитами, как правило, слабопроницаемыми с пористостью до 10%. На отдельных площадях из этого горизонта получены промышленные притоки газа.

Булайский горизонт сложен доломитами, известняками с низкими ФЕС (пористость до 5%). Получены промышленные притоки газа.

Ичерский горизонт сложен известняками, доломитами с пористостью 5-10%. Мощность пород коллекторов 3-5 м. Получены притоки газа.

Кембрийский комплекс характеризуется преимущественно притоками газа в основном в южных и юго-восточных районах (Атовское, Биркинское,

Иреляхское, Непское и др. месторождения) и реже на северо-западе (Моктаконское, Таначинское месторождения).

Вышележащие перспективные комплексы изучены слабо, промышленных скоплений углеводородов в них нет, хотя нефтегазопроявления в них установлены.

Ордовикско-девонский перспективный комплекс имеет терригенно-карбонатный состав и разделяется на ордовикско-нижнесилурийскую проницаемую (доломиты, известняки, песчаники) и верхнесилурийско-девонскую экранирующую (глинистые, карбонатно-глинистые породы) толщи.

Прямые признаки нефти и газа немногочисленны. На юго-западном склоне Анабарской антеклизы в районах кимберлитовых трубок Удачная и других в ордовикских и силурийских породах наблюдались выходы жидкой нефти и выделения газа (выброс в 30-50 тыс.м³). Выделения газа из девонских отложений наблюдались в Норильском районе.

Наиболее перспективен комплекс в Курейской синеклизе, Бахтинском выступе, Катангской, Сюгджерской седловинах, в западной части Вилюйской синеклизы.

В ордовикско-девонском комплексе выделяют три перспективных горизонта: Байкитский – сложен песчаниками одноименной свиты ордовика. Мощность песчаников 15-100 м пористость 5-12%. Чалбышевский горизонт сложен органогенными известняками лландоверийского яруса силура. Коллекторские свойства низкие. В зонах возможного развития рифов мощность предполагается 60-80 м. Дьявольский горизонт сложен водорослевыми, коралло-страматопоровыми известняками венлокского яруса нижнего силура и доломитами. Мощность 55-70 м.

Каменноугольно-пермский перспективный комплекс сложен вулканогенно-терригенными породами. Он наиболее широко развит в Тунгусской синеклизе. Локальные резервуары связаны с известняками

нижнего карбона и песчаниками среднего, верхнего карбона и перми. Общая мощность комплекса 250-800 м. Суммарная мощность пород коллекторов 200 м. ФЕС удовлетворительные. Пористость песчаников 10-35%. Перспективен в северных и северо-западных районах провинции.

Нефтегеологическое районирование

По современным схемам нефтегеологического районирования в пределах Лено-Тунгусской провинции выделяются 7 газонефтяных и 4 перспективные области.

Основной по разведанным запасам углеводородов в Лено-Тунгусской провинции является Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область (250 тыс.км²), приуроченная к одноименной антеклизе. В центре ее выделяется Непский свод (Непско-Паледуйский), на северо-востоке и юго-западе ряд поднятий, структурных мысов в основном северо-восточного простирания.

Залежи нефти, газа и газоконденсата приурочены к вендскому терригенному (основные), верхневендско-нижнекембрийскому карбонатному и кембрийскому карбонатно-соленосному комплексам.

Вендский терригенный комплекс представлен чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов. Песчаные тела (пласты) наиболее широко развиты в центральной части и на юго-восточном склоне антеклизы, на склонах антеклизы наблюдается выклинивание, замещение песчаных пластов (линз). Пористость песчаников достигает 22%.

Верхневендско-нижнекембрийский карбонатный и кембрийский соленосно-карбонатный комплексы условно разделяют на две части подсолевою и межсолевою. В них выделяются многочисленные карбонатные пласты с пористостью, как правило, 5-10%, редко больше 10%.

В Непско-Ботуобинской области месторождения преобладают антиклинального типа, встречаются месторождения, связанные с выклиниванием продуктивных горизонтов на моноклиналях. Залежи

пластовые сводовые, литологически, тектонически экранированные и ограниченные. По характеру флюидов залежи разнообразные: нефтяные, газонефтяные, газовые, газоконденсатные. В области известны такие крупные месторождения как Верхнечонское, Талаканское, Чаяндинское, Среднеботуобинское, Верхневилючанское, Тас-Юряхское, Дулисминское, Верхнепеледуйское (2005-2008 гг.). В области открыто более 30 месторождений. Кроме того на ряде площадей получены промышленные притоки нефти и газа в отдельных скважинах. Некоторые исследователи выделяют самостоятельные районы: Приленский на юго-западе, Непский в центре, Ботуобинский к северу от Непского, Вилючанский на северо-востоке. Однако границы районов довольно условны.

Приленский район занимает юго-западную часть области. В структурном отношении это моноклираль с юго-восточным падением. Здесь известны такие месторождения как Марковское, Ярактинское, Аянское, Дулисминское (наиболее крупное по запасам). Основной нефтегазоносный комплекс – вендский. Есть залежи в карбонатах верхнего венда и нижнего кембрия.

Одно из первых месторождений провинции и области Марковское (1962 г.). Оно расположено в Иркутской области в 130 км от г.Усть-Кута. Месторождение характеризуется несовпадением структурных планов надсолевых, соленосных и подсолевых горизонтов. Верхний этаж (ордовикские, верхне-среднекембрийские отложения) образует крупное валообразное поднятие северо-восточного простирания. Карбонатно-соленосные отложения среднего и нижнего кембрия дислоцированы более сложно, широко развиты тектонические нарушения. Нижний этаж – осинский горизонт и вендские отложения образуют моноклираль, осложненную небольшим структурным носом с амплитудой 20 м. Залежи газоконденсата выявлены в вендском комплексе (парфеновский и марковский пласты). Основная залежь литологического типа в парфеновском

пласте. В осинском горизонте нижнего кембрия продуктивны доломиты. Залежь нефтяная, приурочена к узкой зоне трещиноватых пород. Начальные дебиты достигали 1000 т/с.

Наиболее крупные по запасам месторождения в Приленском районе Дулисминское, Ярактинское.

Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение (1971 г.). Для месторождения характерно несовпадение структурных планов нижнего этажа со средним и верхним (ордовик, верхний кембрий). Нижний этаж образует моноклираль, осложненную несколькими малоамплитудными поднятиями, связанными с эрозионными выступами фундамента.

В базальных терригенных породах венда выделяются I и II продуктивные песчаные пласты, разделенные глинистыми породами и ограниченные боковыми литологическими экранами. Основной верхний (I) пласт развит повсеместно. В нем газоконденсатная залежь с крупной нефтяной оторочкой. В нижнем пласте (II) в юго-восточной части месторождения газоконденсатная и нефтяная залежи. Залежи пластовые литологически экранированные с элементами тектонического экранирования. Эффективные толщины 2,4-6,9 м. Дебиты нефти 17-30 т/с, газа 63-154 тыс.м³/с. Извлекаемые запасы нефти по категории C₁ – 11,4 млн.т, газа около 40 млрд.м³ (2002 г.).

Наиболее крупные месторождения Непско-Ботубинской области известны в пределах Непского района, который расположен в центре области и занимает одноименный свод (на некоторых схемах Непско-Паледуйский свод, Непско-Чонский мегавал и т.д.). Здесь открыты такие крупные месторождения как Верхнечонское, Талаканское, Чаяндинское, Нижнехамакинское и ряд более мелких – Озерное, Даниловское, Восточно-Талаканское. В 2007 г. открыты Северо-Талаканское, Восточно-Алинское (осинский горизонт) и крупное Верхнепаледуйское месторождения.

Основной продуктивный комплекс вендский. Преобладают месторождения антиклинального типа, встречаются на моноклиналях (Чаяндинское, Даниловское). Особенностью юго-западной части района является незначительная мощность базального терригенного комплекса, а на отдельных участках даже его отсутствие.

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение (1978 г.) приурочено к сложнопостроенной структуре, осложняющей склон Непского свода. Размер структуры 65x45 км, амплитуда более 50 м по кровле терригенного венда. Структура осложнена разрывными нарушениями, которые разделяют ее на северный и центральный блоки. Месторождение многозалежное. Залежи нефти и газа установлены в карбонатных пластах осинского, усть-кутского, преображенского горизонтов верхневендско-нижнекембрийского комплекса и терригенных породах верхнечонского пласта верхненепского горизонта вендского терригенного комплекса. Залежи пластовые, тектонически и литологически экранированные.

Наиболее крупные залежи газоконденсатнонефтяные в венде (пласты верхнечонский I и II). Коллекторы песчаники и алевролиты. Характерны резкие изменения коллекторских свойств из-за галитизации песчаников. Эффективные толщины пластов от 2 до 26 м. В верхнечонских пластах установлено 7 продуктивных блоков. Дебиты нефти до 150 т/с, газа до 380 тыс. м³/с.

Вторая по запасам газоконденсатнонефтяная залежь преображенского горизонта. Коллекторы карбонатные породы. Эффективная толщина 1,4-17,2 м. Залежи других горизонтов изучены слабо, по типу пластовые литологически экранированные. Извлекаемые запасы нефти 200 млн.т. (2009 г.), газа более 95 млрд.м³ (2002 г.).

Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение (1984 г.) приурочено к центральной части Талаканского поднятия на северо-востоке Непского свода. Размеры 65x37 км, амплитуда 150 м. структура разбита

нарушениями на три блока. Продуктивны: 1) хамакинский пласт верхненепского горизонта венда. Коллекторы разнородные песчаники с прослоями алевролитов и аргиллитов. Залежь газовая, литологически и тектонически экранированная. Дебиты газа 200 тыс.м³/с. 2) осинский горизонт нижнего кембрия. Коллекторы карбонатные. Залежь нефтегазоконденсатная основная по запасам, по типу структурно-литологическая. Коллекторы порово-каверновые и трещинные. Дебиты нефти 75-95 т/с, газа до 480 тыс.м³/с. Запасы нефти 124 млн.т, газа – 54 млрд.м³ (2010 г.).

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на северо-восточном склоне Непского свода и связано с обширной неантиклинальной ловушкой. Залежи связаны с зоной регионального выклинивания вендских отложений в направлении наиболее приподнятой части свода. Промышленные запасы нефти и газа связаны с ботубинским, хамакинским, талахским пластами терригенного венда. Суммарные запасы газа (по C₁+C₂) оцениваются в 1,26 трлн. м³ (2010 г.), запасы нефти по категории C₁+C₂ 197 млн.т (2010 г.). Дебиты нефти до 23 т/с, газа 154-407 тыс. м³/с.

Ботубинский район, который занимает территорию, расположенную к северу, северо-западу от Непского района, включает Мирненский и Сюльдюкарский структурные мысы. Здесь известны такие месторождения как Среднеботубинское, Тас-Юряхское, Мирненское и др. Одним из наиболее крупных является *Среднеботубинское* (1970 г.) нефтегазоконденсатное месторождение. Оно расположено в пределах Мирненского структурного мыса. Приурочено к брахиантиклинальной складке по терригенным горизонтам венда размером 90х30 км и амплитудой 40-46 м, осложненной тектоническими нарушениями.

Залежи установлены в ботубинском и талахском пластах терригенного венда газонефтяные, а в осинском карбонатном горизонте нижнего кембрия газовая.

Основная залежь в ботубинском горизонте размером 50x12-20 км и высотой 40 м. В ней 90% запасов месторождения. Мощность ботубинского горизонта 0-35 м, выклинивается он в северо-западном и юго-восточном направлениях. Залежь пластовая с элементами литологического и тектонического экранирования. Дебиты нефти до 130 т/с, газа до 900 тыс.м³/с. В газе есть конденсат. В осинском горизонте залежь газа с нефтяной оторочкой. Дебиты нефти 16 т/с, газа 58 тыс. м³/с. Запасы нефти 131 млн.т (2009 г.), газа по разным источникам 171 млрд.м³ – 487 млрд.м³.

Из других месторождений можно выделить *Тас-Юряхское* нефтегазоконденсатное месторождение. Структура крупная 50x10-20 км, осложнена рядом куполов и тектонических нарушений. Продуктивны ботубинский, талахский пласты венда и осинский горизонт нижнего кембрия. Основная нефтегазовая залежь в песчаниках ботубинского пласта. Дебиты 40-60 т/с, газа 200-300 тыс.м³/с.

В пределах Сюльдюкарского мыса известно ряд месторождений антиклинального типа. Одно из них *Иреляхское* нефтегазовое, приурочено к структуре размером 4x12 км, амплитудой 50 м. Залежи нефти в ботубинском и улаханском пластах венда пластовые сводовые тектонически экранированные. Дебиты нефти 27 т/с, газа до 360 тыс.м³/с.

На северо-восточном погружении Непско-Ботубинской антеклизы выделяются Вилючанский нефтегазоносный район, где наиболее крупным является *Верхневилучайское* нефтегазоконденсатное месторождение (1975 г.). Оно приурочено к одноименному куполовидному поднятию, осложняющему северо-восточный склон Непско-Ботубинской антеклизы. Месторождение связано с брахиантиклинальной высокоамплитудной структурой субширотного простирания, осложненной разрывными

нарушениями и мелкими куполами. Размер структуры 40x35 км, амплитуда 200 м. В разрезе установлены 3 залежи нефти и газа. Две залежи в юрхском горизонте верхневендско-нижнекембрийского комплекса и одна газовая залежь в вилючанском пласте терригенного венда. Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные, а в вилючанском горизонте еще и с литологическим экранированием.

В юрхском горизонте коллекторы карбонатные порово-кавернозные. Залежи разбиты на 8 блоков с разными водонефтяными контактами. Дебиты нефти до 20 т/с, газа до 250 тыс.м³/с.

В вилючанском пласте коллекторы песчаники с гравелитами, толщина изменяется от 65 м до 0 на северо-западе. Залежь газовая. Дебиты газа до 320 тыс.м³/с, содержание конденсата 60 см³/м³.

Непско-Ботуобинская НГО не только важнейшая по подготовленным запасам углеводородов, но еще и перспективная, особенно на поиски залежей, связанных с неантиклинальными ловушками, подобными той, которая разведана на Чаяндинском месторождении.

Многие крупные месторождения остаются недостаточно изученными, рядом с ними есть перспективные участки, что создает реальные предпосылки для расширения контуров уже открытых залежей и поиска новых.

Перспективны для поиска новых залежей и кембрийские карбонатно-соленосные отложения, особенно в центральных частях и на северо-западном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы. Об этом свидетельствуют открытия новых залежей в осинском горизонте (Западно-Аянское, Северо-Талаканское, Восточно-Алинское месторождения). Выявлена перспективная Игнялинская ловушка в осинском горизонте на Чоно-Преображенской площади (Ларкин, 2008).

Байкитская нефтегазоносная область

Эта область занимает одноименную антеклизу и Теринкий мегапрогиб. Структура области изучена в основном сейсморазведкой. Наиболее крупным элементом, осложняющим Байкитскую антеклизу, является Камовский свод, в пределах которого выявлены Куюмбинское на севере, Тайгинское и Чадобецкое на юге куполовидные поднятия. Перспективными комплексами в этой области являются рифейский карбонатный, вендский терригенный и верхневендско-кембрийские карбонатные комплексы. Промышленные залежи углеводородов установлены в разрезе от рифея до нижнего кембрия.

В центральной части антеклизы вендский комплекс отсутствует. В более погруженных частях антеклизы он сложен в основном аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов. На западном склоне Камовского свода на Оморинской антиклинальной структуре (22x87 км, амплитуда 40 м) выявлены две газовые залежи в вендском терригенном комплексе. Продуктивны и карбонатные отложения нижнего кембрия (Ермолкин, 1998).

В кембрийских отложениях в пределах области роль резервуаров могут играть карбонатные породы осинского, нижнебельского, булайского и других горизонтов. Суммарная их мощность изменяется от 20-70 до 170-300 м. Пористость 5-18 %. Покрышкой могут служить соленосные толщи кембрия.

Однако наиболее важным комплексом в пределах Байкитской области на сегодня является рифейский карбонатный. Продуктивность его установлена сначала на *Куюмбинском* нефтегазоконденсатном месторождении в 1974 г. Приурочено оно к трем пологим брахиантиклинальным складкам на северо-востоке Камовского свода. Поднятия осложнены разрывными нарушениями. Нефтегазоносность связана с трещиновато-кавернозными доломитами рифея. Пористость и проницаемость низкие. Залежи пластовые сводовые литологически и тектонически экранированные. К западному локальному поднятию (9x8 км, амплитуда 287 м) приурочена газовая залежь высотой 98 м. дебиты газа 71

тыс. м³/с. К центральному поднятию (10x5,7 км, амплитуда 364 м) приурочена газонефтяная залежь. Высота газовой части 124 м, нефтяной 112 м. Дебиты газа 50-100 тыс. м³/с, нефти 31 т/с. К восточному поднятию (15,5x4 км, амплитуда 205 м) приурочена нефтяная залежь. Высота залежи 64 м. Дебиты нефти до 30 т/с.

Позже здесь выявлена Юрубчено-Тахомская зона нефтегазонакопления (ЮТЗ). Она объединяет несколько площадей, расположенных в пределах Тайгинского куполовидного поднятия. Залежи на этих площадях имеют общую отметку ВНК минус 2070 м. Продуктивная толща рифея сложена плотными, часто водорослевыми и окремнелыми доломитами с прослоями песчаников и аргиллитов. Пористость карбонатных пород низкая, но в них широко развиты трещины, каверны, закарстованные участки. К настоящему времени изучена недостаточно, предложены различные модели строения ЮТЗ. Кроме рифея залежи газоконденсата выявлены в венде, где коллекторы песчаники с хорошими ФЕС. По оценкам различных специалистов извлекаемые запасы ЮТЗ оцениваются от 0,5 до 1,4 млрд. т нефти и около 1 трлн. м³ газа.

Наиболее изученным в пределах ЮТЗ является *Юрубчено-Тахомское* нефтегазоконденсатное месторождение, открытое в 1982 г. Оно приурочено к поднятию дорифейского фундамента размером 10x12 км и амплитудой 60 м. Нефтегазоносны органогенно-доломитовые породы усть-куюмбинской свиты среднего рифея и песчаники венда.

В рифейских отложениях залежи пластово-массивные. Коллекторы трещинно-кавернозные, трещиноватость существенно меняется в пределах месторождения. Залежь нефтяная с газовой шапкой в рифее. Нефтенасыщенная толщина 45 м, газонасыщенная 60 м. Дебиты нефти 40-60 т/с, газа 250 тыс.м³/с.

В венде залежи газоконденсатные, пластово сводовые литологически экранированные. Коллекторы – песчаники с хорошими ФЕС.

По последним оценкам суммарные запасы Юрубчено-Тахомского и Куюмбинского месторождений по категории C_1+C_2 751 млн.т (2009 г.), а начальные суммарные ресурсы (извлекаемые) 2,5 млрд.т.

В последние годы в Байкитской НГО открыты новые месторождения Камовское нефтяное, Шушукское нефтегазовое и др. (Ефимов, 2009).

Ангаро-Ленская нефтегазоносная область

Она расположена на юге провинции и занимает одноименную ступень. Нефтегазоносными здесь являются терригенные вендские и карбонатные горизонты кембрия.

В терригенном вендском комплексе нефтегазопроявления и залежи чаще всего связаны с парфеновским пластом. В карбонатном комплексе притоки нефти и газа получены на ряде площадей из осинского, балыхтинского, биркинского, бильчерского горизонтов нижнего кембрия.

До недавнего времени в области было известно лишь два небольших по запасам месторождения: *Атовское* и *Братское*. Атовское месторождение открыто в 1961 г. Оба месторождения связаны с локальными поднятиями, которые контролируются эрозионными выступами фундамента. По кровле терригенного венда – это брахиантиклинальные асимметричные складки субмеридиального простирания. Атовская размером 18х6,5 км и амплитудой 100 м, Братская – 24х56 км. Основные залежи в парфеновском горизонте (пласте) венда. Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные на Братском месторождении и литологически экранированные на Атовском. На последнем притоки нефти отмечались из осинского горизонта кембрия.

В конце 80-х годов прошлого века в области было открыто крупное газоконденсатное *Ковыктинское* месторождение в северо-западной части области. Приурочено это месторождение к крупной антиклинальной структуре северо-восточного простирания, расположенной в пределах Верхнеленской зоны поднятий по верхнему этажу. Кровля вендских

отложений в пределах этой зоны полого погружается с востока на запад и слабо дислоцирована. Ковыктинская структура в ее изученной части характеризуется пологим погружением венда в северном и юго-западном направлениях. Основной продуктивный горизонт – пачка песчано-алевритовых пород с несколькими пластами песчаников (парфеновских) в верхней части терригенного комплекса венда. Залежь массивно-пластовая литологически экранированная. Размер залежи в контуре условно принятого ГВК 315 км². Газонасыщенная толщина 10-35 м, пористость 11-14%. Дебиты газы до 730 тыс.м³/с. Дебиты конденсата до 156 м³/с. Запасы по последним данным (2008 г.) 2,0 трлн. м³.

Область считается перспективной. Это подтверждается новыми открытиями месторождений с залежами газа в терригенных пластах венда (парфеновских). Рядом с Ковыктинским месторождением открыто крупное Ангаро-Ленское газоконденсатное месторождение в 2006 г., Левобережное I и II с запасами каждое более 1,0 трлн. м³.

Южно-Тунгусская (Бахтинская) нефтегазоносная область

Она занимает Бахтинский выступ и Нижнетунгусский прогиб. В разрезе развиты терригенно-карбонатные породы рифея, венда, нижнего и среднего палеозоя, терригенные породы верхнего палеозоя и осадочно-вулканогенные породы триаса. Перспективы связаны со всеми комплексами Лено-Тунгусской провинции, но наибольшие с карбонатными горизонтами кембрия, что и подтверждено бурением.

Структура области изучена слабо в основном сейсморазведкой. В пределах Бахтинского выступа выделяется Сурингдаконский свод, осложненный куполовидными поднятиями.

До второй половины 80-х годов прошлого века в области не было промышленных месторождений. В 1987 г. здесь было открыто первое

нефтегазоконденсатное Моктаконское месторождение (крупное по данным Иванова, 2000 г.), а позже Таначинское газовое.

Моктаконское месторождение расположено в южной части Сурингдаконского свода и приурочено к рифовому телу (банке) в моктаконской свите нижнего кембрия. Это тело (банка) имеет округлую форму и высоту 100 м. Залежь нефти в моктаконской свите имеет площадь 190 км² и высоту 45 м. залежь среднедебитная, по запасам крупная. Условный ВНК минус 3045 м.

Выше в структуре облекания в абакунской свите выявлена газоконденсатная залежь (ГВК минус 2950 м). Дебиты газа до 1,5 млн.м³/с, содержание конденсата – 1200 см³/м³.

Выше в таначинской свите среднего кембрия, к краевому рифу карбонатной платформы высотой 150 м приурочена газовая залежь. Дебиты газа 330 тыс.м³/с. Эта залежь образует Таначинское газовое месторождение. Коллекторы в нижнем и среднем кембрии трещинно-поровые и трещинно-кавернозные с пористостью 3-15 %. Покрышками для залежей служат сульфатно-карбонатные породы. Месторождения характеризуются сложным строением, в разрезе присутствуют траппы.

Катангская нефтегазоносная область

Она включает юго-восточную часть Курейской синеклизы (Чуньский выступ, Илимпейский свод и соседние участки), Катангскую и Сюгджерскую седловины. В осадочном чехле участвует мощная толща рифея (заполняющая рифтовую систему), венд, нижний и средний палеозой мощностью 3-4 км, а также вулканогенно-осадочные отложения триаса мощностью несколько сот метров. Структурный план области изучен слабо. Наиболее крупными элементами являются Чуньский выступ, Илимпейский свод и структуры, осложняющие Катангскую седловину.

Перспективы нефтегазоносности связаны с вендскими, рифейскими, кембрийскими, а на севере и ордовикскими отложениями. Промышленная нефтегазоносность установлена в вендском терригенном комплексе.

На Ванаварском, Собинском, Чамбинском, Желиндуконском, Пайгинском месторождениях (Катангская седловина) нефтяные и газовые залежи установлены, но изучены слабо.

Наиболее крупным по запасам является *Собинское* месторождение, приуроченное к брахиантиклинальной складке размером 55x12,5 км и амплитудой 132 м. В разрезе выявлены 3 залежи: две нефтегазоконденсатные и одна газонефтяная в терригенном вендском комплексе. Залежи пластовые сводовые и пластово-массивные Дебиты газа до 240 тыс.м³/м, нефти 29 т/с.

Перспективна и Сюгджерская седловина. При изучении трубки «Удачная» в нижнекембрийских и ордовикских отложениях встречены нефтепроявления.

По последним оценкам начальные суммарные ресурсы (извлекаемые) нефти в Катангской НГО составляют 1,1 млрд. т (Моргулис, 2009).

Присаяно-Енисейская (Саяно-Енисейская) нефтегазоносная область

Эта область охватывает одноименную синеклизу, осложненную рядом структур первого порядка: в основном впадинами, на западе развиты валы, на формирование которых оказала влияние соляная тектоника. В разрезе развиты рифейские, вендские, кембрийские и ордовикские отложения. На ограниченных участках присутствуют силурийские, девонские, верхнепалеозойские, триасовые и юрские отложения. Наибольшие перспективы нефтегазоносности связывают с вендским терригенным и кембрийским соленосно-карбонатным комплексами. Именно из кембрийских карбонатов были получены притоки газа дебитом до 12 тыс.м³/с. Однако

коллекторские свойства карбонатов во вскрытой бурением части кембрия не высокие 5-11%. По результатам проведенных в последние годы поисковых работ наиболее перспективными считаются бортовые части Присаяно-Енисейской синеклизы особенно в вендских и нижнекембрийских отложениях, где прогнозируются в основном газовые залежи.

К настоящему времени в пределах области известны три месторождения: Имбинское, Агалеевское и Берямбинское, открытые в северной бортовой зоне синеклизы после 2005 г. в терригенных отложениях венда. Залежи газовые и газоконденсатные (Моргулис, 2009).

Предпатомская нефтегазоносная область

Эта область расположена на крайнем юго-востоке провинции и занимает одноименный региональный прогиб, протягивающийся с юго-запада на северо-восток на 1250 км. Выполнен он в основном терригенно-карбонатными рифейскими, вендскими и соленосно-терригенно-карбонатными кембрийскими породами общей мощностью от 2,5 км на юго-западе до 6 км на северо-востоке. На северо-востоке выделяются две крупные впадины Нюйско-Джербинская и Березовская. Для верхнего структурного этажа характерны крупные линейные структуры, которым в подсолевых комплексах отвечают малоамплитудные структурные осложнения (поднятия, перегибы, уступы и др.). С точки зрения нефтегазоносности область изучена слабо. В отложениях венда открыты газовые месторождения: Бысахтахское, Кэдергинское. Перспективны рифейские, вендские и нижнекембрийские отложения.

К числу перспективных областей относится: Северо-Тунгусская, Анабарская, Западно-Виллюйская и Северо-Алданская.

Северо-Тунгусская перспективная область включает северную и центральную части Курейской синеклизы. В осадочном чехле развиты отложения от рифейских до верхнепалеозойских мощностью от 3 до 8 км и

туфогенно-эффузивные породы триаса мощностью 1-3 км. В разрезе области присутствуют все перспективные комплексы провинции, но основные залежи прогнозируются в рифейско-нижнекембрийских отложениях. Прямые признаки нефтеносности (в виде остатков разрушенных залежей) установлены в силурийских карбонатных породах. Структура области изучена слабо. Здесь выделяются крупные своды с амплитудой по фундаменту в несколько сот метров и разделяющие их впадины и прогибы. На последних схемах, опубликованных в периодической печати (Иванов и др., 2000 г.) по итогам проведенных в последние годы региональных геофизических работ, региональная структура Курейской синеклизы несколько изменилась. Так в северной ее части на месте Аянского и Ледянского сводов выделяется крупный Путоранский выступ. В западной части – выделяется Северо-Реченский выступ. В центральной части выделяется обширная Туринская впадина. Строение области существенно осложнено пластовыми и секущими интрузиями траппов, что могло оказать влияние на нефтегазоносность. Для области характерны интенсивные неотектонические движения, которые могли привести к переформированию или разрушению залежей. Несмотря на все это некоторые исследователи (Иванов и др. ВНИГНИ) очень высоко оценивают ресурсный потенциал этой области.

Некоторыми исследователями вместе с Северо-Тунгусской перспективной областью рассматривается и Турухано-Норильский перспективный район. Он включает два крупных мегавала. В разрезе присутствуют отложения от рифейских до нижнепалеозойских мощностью 5-6 км. Мегавалы в сводах глубоко эродированы, что снижает перспективы их нефтегазоносности. Тем не менее, на ряде площадей (Сухотунгусская, Володинская, Нижнелетнинская) из трещиноватых известняков нижнего кембрия в отдельных скважинах получены промышленные притоки нефти и газа. Здесь же открыто Подкаменное газовое месторождение. Кроме кембрия

перспективны и вендские отложения. Проведенными в последние годы сейсмическими работами подготовлен Рыбнинский вал, выявлен Северо-Пясинский вал, осложненный локальными поднятиями. Ресурсы по категории D_1 оцениваются в 120 млн.т условного топлива (Ларкин, 2008).

Анабарская перспективная область расположена на северо-востоке провинции и занимает территорию огромной по площади (700 тыс. км²) Анабарской антеклизы, осложненной крупными структурами первого порядка как положительными, так и отрицательными. Кроме того здесь закартированы около десятка структур второго порядка – валов, зон поднятий. В разрезе присутствуют терригенно-карбонатные породы рифейского, вендского и нижнепалеозойского возраста. Все специалисты высоко оценивают перспективы нефтегазоносности Анабарской области, особенно северный склон антеклизы, где известно месторождение твердых битумов в пермских отложениях – несколько млрд. т. выходы нефти в нижне-среднекембрийских отложениях.

Северо-Алданская перспективная область расположена на юго-востоке провинции и включает северный склон Алданской антеклизы. Основную роль в разрезе занимают терригенно-карбонатные породы рифея, венда и нижнего палеозоя мощностью до 3-6 км. Есть крупные структуры первого порядка Якутский свод, Алдано-Майская впадина. Есть прямые признаки нефтегазоносности, именно здесь впервые из кембрийских отложений получена нефть. Перспективы нефтегазоносности связаны с кембрийскими, вендскими, рифейскими отложениями в основном в Алдано-Майской впадине.

Западно-Виллюйская перспективная область расположена на юго-востоке провинции и занимает западную часть обширной Виллюйской синеклизы. Крупными структурными элементами здесь являются Кемпендяйская и Игыатинская впадины разделенные Сунтарским сводом. Эти структуры выделяются в палеозойских и более древних отложениях и

перекрыты моноклинальна лежачими мезозойскімі адкладамі. В скважинах, пробуренных на клоне Сунтарскаго свода, отмечались притоки углеводородов из вендских отложений. Перспективны здесь и нижнепалеозойские отложения, в частности нижнекембрийские, где прогнозируются рифы.

ЛЕНО-ВИЛЮЙСКАЯ ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Лено-Вилюйская провинция расположено в бассейнах нижнего и среднего течения рек Лены, Вилюя и Алдана и занимает значительную часть территории республики Саха. Площадь провинции 280 тыс. км². В тектоническом отношении она расположена в зоне сочленения Сибирской платформы и Верхоянского антиклинория и включает центральную часть Вилюйской гемисинеклизы и Предверхоянский прогиб. На востоке провинция ограничена Верхоянским антиклинорием, на западе Анабарской антеклизой, на юге Алданской антеклизой.

История изучения

Нефтепоисковые работы начаты в провинции в 50-х годах прошлого века. В 1951-58 гг. на территории провинции были пробурены четыре опорные скважины. Полученные материалы позволили уточнить представление о глубинном строении региона и наметить в разрезе мезозоя и частично верхнего палеозоя основные перспективные комплексы. Нефтепоисковые бурение было начато в 1954 г. в Предверхоянском прогибе на Китчанской, Сангарской и Усть-Вилюйской структурах, подготовленных сейсморазведкой МОВ в комплексе с колонковым бурением. Во второй половине 50-х годов глубокое бурение концентрировалось в основном в Предверхоянском прогибе (Усть-Вилюйский район), где в 1956 г. открыто первое в провинции газовое месторождение Усть-Вилюйское. К северу от него в 1961 г. было выявлено Собохаинское месторождение газа. Бурение проводилось и на ряде соседних площадей (Олойской, Нижневилюйской), но к новым открытиям оно не привело. В связи с этим поисково-разведочные работы в начале 60-х годов переместились в центральные районы Вилюйской синеклизы, где к этому времени геофизическими методами в комплексе с профильным колонковым бурением было выявлено крупное Хапчагайское

поднятия (мегавал), осложненное рядом локальных поднятий. Проведенное здесь поисковое бурение привело к открытию Средневиллюйского, Толонского, Мастахского и других месторождений (1962-1972 гг.). одновременно в ограниченных объемах осуществлялось параметрическое и частично поисковое бурение на смежных территориях Виллюйской синеклизы. В 1977 г. открыты месторождения в Линденской впадине.

В 1967 г. в опытно-промышленную эксплуатацию было введено Усть-Виллюйское месторождение, а в 1970 г. Собохаинское месторождение, в 1973 г. начата разработка нижнеюрской газовой залежи Мастахского месторождения. Территория Лено-Виллюйской провинции по площади и разрезу изучена крайне слабо и неравномерно. Наиболее изучен Хапчагайский район. В разрезе наиболее изучены мезозойские отложения, наиболее древние вскрытые бурением нижнепермские. В результате проведенных работ открыты 11 газовых и газоконденсатных месторождений, разведанные запасы газа оцениваются в 500 млрд. м³, ресурсы – 2,4 трлн. м³. В последние годы по результатам проведенных сейсмических работ подготовлены новые структуры в Лунхинско-Келинском и Южно-Хапчагайском прогибах.

Тектоническое строение

Фундамент архейско-раннепротерозойский. Наибольшая глубина его в прогибах на востоке – 10-12 км, наименьшая на юго-востоке – 1-2 км. Средняя же глубина 3-6 км. Осадочный чехол позднепротерозойско-фанерозойский. Основными структурными провинциями являются прогибы и впадины, разделенные в Предверхолянском прогибе поперечными выступами, а в Виллюйской синеклизе Хапчагайским мегавалом.

Предверхолянский прогиб (1250x150 км) протягивается вдоль восточной границы Сибирской платформы и занимает восточную часть провинции. Северная часть прогиба наложена на восточный склон Анабарской

антеклизы, а центральная и юго-восточная контактирует с Вилюйской синеклизой.

С севера на юг и юго-восток в Предверхоянском прогибе выделяют: Менгкеринский прогиб субмеридиального простирания. Мощность выполняющих его мезозойских отложений достигает 5 км.

Южнее выделяется Китчанский выступ. В его пределах на поверхности обнажаются триасовые и пермские отложения. Выступ осложнен рядом линейных складок размером 20-30x10-15 км, нарушенных надвигами и сбросами. По периферии выявлен ряд более мелких структур (Усть-Вилюйская, Собохаинская и др.). На юго-западе Китчанский выступ через седловину сочленяется с Хапчагайским мегавалом.

Южнее Китчатского выступа расположен Лунхинско-Келинский прогиб. Мощность мезозойских отложений превышает 6 км. В прогибе выделяется ряд локальных структур, различных по размерам и особенностям строения. В восточной части прогиба структуры более сложно построены, они осложнены разрывными нарушениями значительной амплитуды.

Крайним юго-восточным элементом Предверхоянского прогиба является Томпонская впадина, отделенная от Лунхинско-Келинского прогиба поперечным выступом.

В пределах Вилюйской синеклизы выделяется Хапчагайский мегавал. Он протягивается в субширотном простирании более чем на 200 км при ширине 40-50 км. В сводовой части его резко сокращена мощность нижнемеловых отложений, пермские породы здесь залегают на глубине 3-4 км, гипсометрически выше на 1-2 км относительно прилегающих впадин. Мегавал осложнен рядом крупных локальных структур. Чаще всего это брахиантиклинальные складки субширотного простирания размером 20-30x10-20 км и амплитудой до 400 м. На северном склоне структуры более мелкие. Структурные планы мезозойских и верхнепермских отложений

совпадают. Предполагается несоответствие в залегании более глубоких горизонтов.

К северу от Хапчагайского мегавала выделяется Линденская впадина размером 300x250 км, выполненная мезозойскими отложениями мощностью 6-7 км. В ее пределах выявлен ряд локальных поднятий.

К югу от Хапчагайского мегавала выделяется Тангнаринская впадина или Южно-Хапчагайский прогиб. Размер 150-40 км, мощность мезозойских отложений до 5 км, по материалам сейсморазведки выделен ряд локальных структур.

Северо-западный и южный борта Вилюйской синеклизы представляют собой пологие моноклинали. Более крутой северо-западный борт осложнен рядом флексур, ступеней (Хоргочумская ступень, Малыхай-Логлорский структурный мыс и др.).

Характеристика разреза

Бурением в пределах провинции изучен разрез начиная с нижнепермских. Более древние, начиная с рифейских, вскрыты за пределами провинции в западной части Вилюйской синеклизы и в соседних районах Сибирской платформы. Среднепалеозойские отложения вскрыты одиночными скважинами на северо-западной борту Вилюйской синеклизы.

Пермские и более молодые мезозойско-кайнозойские отложения прослеживаются повсеместно и наиболее хорошо изучены в пределах центральных и восточных районах провинции.

Верхнепермские отложения песчано-глинистые угленосные. Максимальная мощность в Предверхоянском прогибе 3 км, на Хапчагайском мегавалу – 1300 м, в бортовых частях Вилюйской синеклизы 150-300 м.

Триасовые отложения сложены терригенными, часто грубообломочными породами, угленосными. В Предверхоянском прогибе

разрез более глинистый, с пластовыми телами диабазов. Мощность 1500-2100 м.

Юрские отложения разнофациальные песчано-глинистые от континентальных до морских, роль последних увеличивается в северных районах Предверхоянского прогиба. Мощность 1400-1800 м.

В мелу развиты угленосные песчано-глинистые отложения мощностью в прогибах до 3 км.

Палеогеновые и неогеновые отложения развиты только во впадинах. Это пески, глины с линзами торфа и льда. Мощность от 0 до 380-400 м.

Нефтегазоносность

В разрезе провинции выделяют четыре нефтегазоносных и четыре перспективных комплекса. Снизу вверх в разрезе выделяют следующие комплексы: рифейско-нижнепалеозойский перспективный, где роль коллекторов могут выполнять песчаники и доломиты, а роль покрышек – глинисто-карбонатные породы. Этот комплекс наиболее доступен для бурения на северо-западном и южном бортах Вилуйской синеклизы.

Среднепалеозойский перспективный комплекс сложен карбонатно-терригенно-вулканогенной толщей, где встречаются хорошие коллекторы и надежные покрышки. Перспективен этот комплекс в бортовых частях Вилуйской синеклизы.

Нижнепермский перспективный комплекс по составу преимущественно терригенный. Наиболее перспективен в пределах Хапчагайского мегавала на глубинах 5-6 км.

Верхнепермский продуктивный комплекс сложен преимущественно песчано-глинистыми угленосными отложениями и экранируется глинистой толщей нижнего триаса. Коллекторы – песчаники, образуют до четырех продуктивных горизонтов, характеризующихся аномально высокими пластовыми давлениями, резкой изменчивостью коллекторских свойств и

эффективной мощности (от 0 до 20 м). Комплекс основной по объему перспективных запасов газа в Хапчагайском районе.

Нижнетриасовый продуктивный комплекс по составу терригенный, экранируется глинистой толщей триаса (мономская свита). Наиболее перспективен на Хапчагайском мегавалу (северный склон) и Линденской впадине.

Среднетриасово-нижнеюрский продуктивный комплекс сложен терригенными породами и экранируется глинистой пачкой тоарского яруса нижней юры. В северных районах Предверхоаянского прогиба предполагаются более мощные глинистые покрывки. Залежи газа в этом комплексе установлены небольшие в Хапчагайском районе и на Китчанском выступе. Перспективен комплекс в Линденской впадине и Лунхинско-Келинском прогибе.

Средне-верхнеюрский продуктивный комплекс терригенный экранируется глинистой толщей верхней юры. Залежи газа выявлены небольшие. Перспективен комплекс в наиболее погруженных частях впадин и прогибов.

Верхнеюрско-нижнемеловой перспективный комплекс сложен континентальными терригенными угленосными отложениями. Достаточно мощные и выдержанные покрывки отсутствуют. Они предполагаются в наиболее погруженных частях Вилюйской синеклизы и Предверхоаянского прогиба, где мощность комплекса достигает 3 км. Небольшая газовая залежь в верхней юре в этом комплексе установлена на Усть-Вилюйском месторождении.

В связи с крайне низкой и неравномерной степенью изученности провинции в ней выделяют Вилюйскую газоносную и Предверхоаянскую перспективную нефтегазоносную области.

Вилюйская газоносная область

Она включает центральную часть Виллюйской синеклизы. С этой областью связаны все известные месторождения газа. Продуктивны здесь верхнепермские, триасовые и юрские отложения. Основные запасы газа сосредоточены в верхнепермском и нижнетриасовом комплексах. Начальные геологические ресурсы газа в этой области оцениваются в 2,4 трлн. м³, из них выявленные разведанные около 500 млрд. м³, подготовленные к освоению на 9 месторождениях около 480 млрд. м³.

В Виллюйской газоносной области выделяют два газоносных района: *Хапчагайский* и *Логлорский*. Основной из них Хапчагайский, приуроченный к одноименному мегавалу. Здесь открыты Средневиллюйское, Толон-Мастахское, Соболох-Неджелиинское и другие месторождения. Основные залежи газа в верхней перми и нижнем триасе. Наиболее крупным по запасам и типичным по строению является Средневиллюйское газоконденсатное месторождение (1963-1965 гг.). Приурочено к одноименной крупной структуре (по одному из горизонтов нижнего триаса размеры 30x18 км при амплитуде 300 м). Газоносны верхнепермские, нижнетриасовые и юрские породы. Коллекторы – песчаники. Месторождение многопластовое. Основные запасы газа в нижнем триасе (Т₁-III, Т₁-II, Т₁-I). Основное значение имеет газоконденсатная залежь горизонта Т₁-III. Коллекторы среднезернистые песчаники в кровле усть-кельторской свиты. Общая мощность 73-83 м, эффективная мощность в среднем 26,9 м. Открытая пористость 5-23%. Дебиты газа до 6850 тыс. м³/с.

Кроме нижнего триаса продуктивны нижнеюрские отложения – песчаники мощностью 10-15 м, с пористостью 24-26%. Залежь массивная. При опробовании верхнепермского горизонта получены притоки газа дебитами до 3,3 тыс. м³/с. Извлекаемые разведанные запасы газа Средневиллюйского месторождения по категории С₁ – 163 млрд. м³ (Кирюхин, 2002).

Толон-Мастахское месторождение расположено восточнее Средневиллюйского. Основная залежь по запасам на этом месторождении в верхней перми. В нижнем триасе залежь небольшая из-за плохой покрышки. Кроме того здесь продуктивны нижнеюрские отложения.

Логлорский район приурочен к северо-западному борту Виллюйской синелизы (Линденской впадины) и включает приподнятую зону, выделяемую под названием Малыкай-Логлорского структурного мыса (по некоторым данным здесь выделяется Логлорский вал (Берзин и др., 2000)). Основные залежи здесь связаны с верхнепермскими и нижнетриасовыми отложениями.

Самым крупным по запасам газа здесь является Среднетюнгское газоконденсатное месторождение. Оно приурочено к крупному поднятию, осложняющему Логлорский вал. Размеры структуры по основному продуктивному горизонту нижнего триаса. (T_1) 30x4 км, амплитуда более 200 м (Каламкаров, 2003).

Продуктивный горизонт T_1 сложен песчаниками и алевролитами. Общая мощность 80-120 м. он разделен глинисто-алевролитовыми пачками на три пласта (T_1 -А, T_1 -Б и T_1 -В), с которыми связаны газоконденсатные залежи пластового, сводового типа. Пористость песчаников 15-27%, дебиты 450-650 тыс. м³/с. Выход стабильного конденсата 73 см³/м³. В верхнепермских отложениях залежи газоконденсата приурочены к невыдержанным пластам песчаников. Всего открыто 6 залежей, коллекторские свойства песчаников 13-18%, проницаемость изменчива от незначительной до хорошей. Дебиты от 50 до 300 тыс. м³/с. Залежи пластовые сводовые с элементами литологического ограничения. Извлекаемые разведанные запасы газа по категории C_1+C_2 165 млрд. м³ (Кирюхин, 2002).

Виллюйская газоносная область считается перспективной. По материалам сейсморазведки выявлены локальные структуры в пределах Хапчагайского мегавала, Линденской впадины, Тангнаринской впадины.

Предверхоянская перспективная область занимает одноименный прогиб и разделяется на две части: северную – субмеридиональную и южную – субширотную. Особенностью этой области является большая мощность континентальных и морских отложений юры и мела (до 5 км), а пермско-мезозойский комплекс имеет здесь мощность до 8 км. Зона сочленения Предверхоянского прогиба и Верхоянского антиклинория осложнена надвигами, взбросами и системой передовых складок.

Перспективными в этой области считаются верхнепермско-нижнемеловые отложения. На севере хорошие коллекторы и покрышки прогнозируются в юре (средней и нижней). В пределах этой области открыты два небольших месторождения: Усть-Вилуйское и Собохаинское в пределах Китчанского выступа. Небольшие запасы газа установлены в среднетриасово-нижнеюрском комплексе. В отдельных скважинах были получены притоки газа из средне-верхнеюрского и верхнеюрско-нижнемелового комплексов. Залежи небольшие из-за сложного строения структур, плохих покрышек и плохих (плотных) коллекторов.

К числу перспективных участков Предверхоянской области относится Лунхинско-Келинский прогиб, где сейсморазведкой намечены субширотные структурные зоны в мезозойских отложениях.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ СКЛАДАЧЫХ ТЕРРИТОРИЙ

ОХОТСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Охотская нефтегазоносная провинция – это основная промышленно нефтегазоносная провинция в составе Дальневосточной мегапровинции (Каламкаров, 2003). Последняя входит в Тихоокеанский складчатый пояс кайнозойского возраста.

Мегапровинция включает ряд крупных провинций и областей на территории Дальнего востока и прилегающих акваторий, в том числе нефтегазоносные Охотскую и Притихоокеанскую НПП.

Притихоокеанская НПП включает Восточную Камчатку, Чукотку и акватории Берингова моря и Тихого океана. Она соответствует современной геосинклинали и кайнозойской складчатой области. Включает ряд орогенных впадин (Анадырскую, Хатырскую и др.). Заполнены эти впадины молассами палеоген-четвертичного возраста. Нефтегазоносны эоцен-олигоценый и миоценовый терригенные комплексы, суммарная мощность которых достигает 8 км. Основные залежи в миоцене. В провинции выделяют две нефтегазоносные области (НГО): Анадырско-Наваринскую и Хатырскую. Месторождения: Восточно-Эчинское, Западно-Озёрное газовые в Анадырской впадине, Угловое нефтяное в Хатырской впадине. Продуктивны песчаники миоцена. На территории восточной Камчатки выделяется Восточно-Камчатская перспективная область. Здесь перспективны меловые, палеогеновые и неогеновые отложения.

Охотская НПП располагается в зоне перехода от Азиатского материка к океану и включает акватории Охотского моря, Татарского пролива и примыкающие земли о. Сахалин, Магаданской и Западно-Камчаткой областей. Площадь провинции 1,2 млн. км², из них приблизительно 1,0 млн. км² в акватории. На севере и западе она ограничена мезозойской складчатостью и Восточно-Азиатским вулканогенным поясом, на востоке,

юго-востоке Камчатско-Курильской кайнозойской складчатой системой. Южная граница проводится условно в акватории Японского моря. В центральной части провинции (в акватории Охотского моря) находится Охотский срединный массив (свод).

Провинция изучена крайне неравномерно. Наибольший объем геофизических работ, поисково-разведочного и эксплуатационного бурения приходится на северную часть о.Сахалин – старейший нефтедобывающий район нашей страны. Плотность бурения здесь более 70 погонных метров на км². Первое месторождение – Охинское открыто здесь в 1923 г. Добыча нефти на о. Сахалин ведётся с 1928 г., а газа с 1956 г. Сахалин полностью охвачен региональными и детальными разномасштабными гравиметрическими, а также сейсморазведочными работами. Кроме поисково-разведочного и эксплуатационного бурения здесь выполнен значительный объём параметрического и опорного бурения. Однако наиболее хорошо бурением изучена северная часть о. Сахалин, плотность бурения на юге значительно меньше 1-10 м/км². При этом наиболее изучена верхняя часть разреза (неоген).

В пределах Западной Камчатки проведены геофизические исследования, причем сейсморазведка начата недавно. Начиная с 1968 г. пробурено более трёх десятков структурных, параметрических и поисковых скважин.

Поисковые геофизические работы в акватории Охотского моря в значительных объёмах начали проводиться в 60-70-ых годах прошлого века. Здесь также проведены аэромагнитная, гравиметрическая съёмки, отработаны профили глубокого сейсмического зондирования. На Присахалинском шельфе осуществлены гравиметрические, гидромагнитные работы, сейсморазведка, а с 1977 г. детальная сейсморазведка. Проведено наклонное бурение на нескольких структурах, получены промышленные притоки нефти и конденсата из миоцена. Первое месторождение на шельфе

о.Сахалин было открыто на северо-западе – Узловое в 1969 г., однако наиболее крупные месторождения нефти, газа, конденсата были выявлены на северо-восточном шельфе о. Сахалин (Одоптинское, Чайво, Аркутун-Дагинское, Лунское и др.).

В последние 20 лет значительный объём геолого-геофизических исследований (региональных и в меньшей степени детальных) проведен в северной части провинции, в акватории Охотского моря. Подготовлены к бурению структуры на Западно-Камчатском, Магаданском шельфе. Пробурены 4 поисковые скважины с отрицательными результатами.

К настоящему времени (Моргулис, 2010) на о.Сахалин и на шельфе открыто 72 месторождения, 7 из них на южном Сахалине и его шельфе, 2 месторождения на западном Сахалине. Среди открытых месторождений 7 крупных (с запасом более 100 млн.т нефти и более 100 млрд.м³ газа): нефтегазовые Лунское, Одоптинское, Чайво, Пильтун-Астохское, Аркутун-Дагинское, Кириновское газоконденсатное, Вениновское газовое. Все эти крупные месторождения на шельфе северо-восточного Сахалина открыты в 1977-92 гг. После 1992 г. выявлены лишь мелкие месторождения: Пела-Лейч, Удачное, Южно-Васюганское. Среди остальных месторождений преобладают мелкие и лишь 8 средних месторождений.

Начальные суммарные запасы 6 наиболее крупных месторождений составляют 1,6 млрд.т нефти и 1,2 трл.м³ газа. Наиболее крупное по последним данным (2010 г.) Чайвинское (начальные геологические запасы 678 млн. т).

Крупные месторождения на шельфе северного Сахалина осваиваются в рамках проектов: Сахалин-I (Одоптинское, Чайво, Аркутун-Дагинское). Запасы 307 млн.т нефти и 485 млрд.м³ газа. Сахалин-II (Пильтун-Астохское, Лунское). Запасы более 150 млн.т нефти и 500 млрд.м³ газа.

Кроме этого есть ещё проекты: Сахалин-3 (Кириновский, Восточно-Одоптинский, Вениновский блоки). Прогнозные ресурсы 708 млн.т нефти и 1,4

млрд.м³ газа. На Киринском блоке ведутся поисково-разведочные работы. На Венинском блоке уже открыто Северо-Венинское газоконденсатное месторождение. Участвуют в проекте Сахалин-3 компании Японии, Южной Кореи, Shell, Роснефть и Газпром. Сахалин-4 – на шельфе Западно-Шмидтовский блок, в пределах которого выявлено 8 перспективных участков с прогнозными ресурсами 450 млн.т. нефти и 640 млрд.м³ газа. Сахалин-5 – Кайганско-Васюганский участок. Пробурены 4 скважины. Открыто Кайгано-Васюганское месторождение (балансовые запасы 56 млн.т нефти и 30 млрд.м³ газа). Проекты Сахалин 6 и 7 участки на востоке акватории Присахалинского шельфа. Сахалин 8 и 9 участки на юго-западной акватории. Прогнозные ресурсы 2 млрд.т нефтяного эквивалента.

В конце 70-х годов из всех месторождений о. Сахалин добывалось 2,4 млн.т нефти. С освоением месторождений на Сахалинском шельфе (Сахалин 1 и 2) добыча углеводородов значительно выросла. В 2009 г. добыто 15,4 млн.т нефти и 17,5 млрд.м³ газа (из них на суше добывается 1 млн.т нефти и около 1 млрд.м³ газа, при этом выработанность месторождений составляет 80%). В 2010 г. добыча должна составить около 16 млн.т нефти и 24 млрд.м³ газа. При полном обустройстве месторождений на шельфе о. Сахалин планируется добывать до 30 млн.т нефти и 30-50 млрд.м³ газа.

В северной части провинции на Западной Камчатке открыто 4 нефтегазоконденсатных месторождений с залежами в палеогене и неогене. Всего на шельфе Охотского моря по результатам проведенных сейсморазведочных работ выявлено 120 перспективных структур.

Тектоническое строение

Охотская провинция представляет собой область преимущественно кайнозойского осадконакопления, включающую в современном структурном плане несколько значительных впадин и прогибов.

Складчатое основание (фундамент) сложено породами от палеозойских до меловых, изучено слабо, на поверхность породы фундамента выходят в антиклинориях о. Сахалин. Глубина фундамента колеблется в широких пределах от одного до 5-7 и до 9-10 км в прогибах.

По современным представлениям Охотская провинция располагается в пределах активной окраины Азиатского континента в составе островодужной системы. Сплошным чехлом в пределах провинции залегают только плиоценовые отложения, они объединяют отдельные крупные осадочные депрессии, выполненные более древними отложениями.

В северной (Охотско-Камчатской) части провинции выделяются Северо-Охотский, Охотско-Камчатский (Ичинско-Охотский, Прикамчатский), Голыгинский прогибы и Шелиховская впадина. В строении их принимают участие геосинклинальные и орогенные формации верхнемелового, палеогенового и неогенового возраста мощностью до 7 км, а по современным данным до 12 км (в рифтах). В разрезе осадочного чехла здесь выделяют три структурных этажа. Нижний сложен геосинклинальными и орогенными формациями палеоген-раннемиоценового и верхнемелового возраста. Средний сложен средне-верхнемиоценовыми орогенными формациями. Он наиболее широко развит на суше и в акватории. Верхний этаж – это пологозалегающие плиоцен-четвертичные образования, развитые преимущественно в акватории. Локальные поднятия, выявленные в Охотско-Камчатской части провинции имеют размеры от 2x5 км до 8x18 км, есть и более крупные.

В последние 20 лет в северной части провинции был проведен значительный объём региональных геолого-геофизических исследований, неоднозначная интерпретация которых позволила по-новому охарактеризовать тектоническое строение этой территории. По мнению ряда исследователей (Кровушкина, Жаров, 2003) на северном шельфе Охотского моря и вдоль западного побережья Камчатки, расположена Северо-Охотская

рифтогенная зона, которая включает ряд осадочных бассейнов (Магаданский на месте Северо-Охотского прогиба, Шелиховский, Голыгинский, Тинро и др.). В центральной части Охотского моря эта зона наложена на Охотскую аккреционно-коллизонную систему (Охотский свод) мел-раннепалеогенового возраста. Осадочное выполнение этих бассейнов разделяется на 5 осадочных комплексов снизу вверх: палеоцен-эоценовый, нижне-среднеолигоценый, верхнеолигоцен-среднемиоценовый, средне-верхнемиоценовый и верхнемиоцен-четвертиный. Два нижних комплекса (палеоцен-средний олигоцен) выполняют грабенообразные прогибы. Сложены они субконтинентальными, реже прибрежно-морскими преимущественно терригенными отложениями с конгломератами, гравелитами. Вышележащие комплексы (с верхнего олигоцена по четвертичные) отвечают пострифтовому этапу развития, они как бы запечатывают грабены, а накапливаются преимущественно в условиях морского режима, с дефицитом терригенного материала, но с большой ролью кремнистых осадков. Они формируют пологие мульдообразные депрессии. То есть, по мнению вышеназванных исследователей, осадочные бассейны северной части провинции имеют двухъярусное строение и контролируются системами разломов. Все они являются рифтогенными. Нижний ярус (этаж) формирует асимметричные грабены и сопряженные с ними системы внутривосстановительных горстовых поднятий. Верхний ярус (этаж) образует пологие мульдообразные структуры пострифтовых впадин и сопряженных с ними конседиментационных поднятий над горстами нижнего этажа, а также различные по стилю деформаций складчато-разрывные дислокации. Наиболее древние зоны подобных дислокаций связаны с этапом позднепалеогеново-раннеэоценовой перестройки Охотской системы. Они представлены сдвигами и другими разрывными дислокациями (олигоцен-миоценового времени). Более поздние, но наиболее значительные зоны складчато-разрывных дислокаций связаны с Хоккайдо-Сахалинской и

Западно-Камчатской сдвиговыми мезозонами, которые состоят как из продольных, так и поперечных сдвигов. В зонах деформаций рифтогенные бассейны подверглись инверсии с образованием антиклинальных структур и присдвиговых трогов.

Южная часть провинции отдела от северной приподнятым погребенным элементом – Охотским сводом (верхнемелового-палеогенового возраста). Южнее этого свода выделяют ряд прогибов – Южно-Охотский, Восточно-Сахалинский (Дерюгина), Центрально-Охотский, Курильскую котловину, прогиб Татарского пролива. Кроме того здесь выделяется сложно построенный мегаантиклинорий, охватывающий о. Сахалин и частично прилегающую акваторию.

Кайнозойская структура о. Сахалин по мнению одних исследователей состоит из Восточно- и Западно-Сахалинских антиклинорий и Центрально-Сахалинского синклинория. В разрезе здесь выделяют три этажа: нижний – верхнемеловой, на западе он сложен терригенными отложениями, а на востоке, на полуострове Шмидта, представлен вулканогенно-осадочными отложениями. Средний этаж (палеоген-плиоценовый) преимущественно терригенный, его мощность 6-8 км, он характеризуется различной степени деформированности. Верхний этаж – верхнеплиоцен-четвертичный терригенный. Он почти лишён складчатых деформаций.

Почти все крупные структуры о. Сахалин сформировались в основном в позднем миоцене одновременно с осадконакоплением. Они значительно усложнились в конце плиоцена, когда образовались субмеридиональные антиклинальные зоны, состоящие из большого числа локальных структур (от линейных до куполовидных), часто нарушенных. По данным сейсморазведки на шельфе о. Сахалин также развиты протяженные антиклинальные зоны (Одоптинская, Восточно-Одоптинская, Ныйская и др.). Только на шельфе северного Сахалина сегодня выявлено 60 структур. Площадь их от 10 до 700 км², амплитуда до 1200 м.

По мнению других исследователей (Пушаровский и др.) о. Сахалин имеет в кайнозойскую складчато-блоковую структуру. Наиболее крупными элементами в пределах о. Сахалин являются: Северо-Сахалинский периклинальный прогиб, южнее, юго-западнее Тым-Поронайский грабен, южнее – Сусунайский грабен. На востоке – Восточно-Сахалинский горстовый массив, южнее Сусунайский горстовый массив и Крильонский антиклинорий. Восточнее в акватории Восточно-Сахалинский синклинорий. Эти элементы, особенно отрицательные осложнены многочисленными тектоническими зонами (Эхабинская, Сабинская, Некрасовская, Астрахановская, Приморская и др.). Локальные поднятия часто асимметричные, осложнены тектоническими нарушениями (сбросами, взбросами, надвигами). Амплитуда структур до 1 и более километров. Развита и региональные протяжённые разрывные нарушения преимущественно субмеридионального простирания.

Характеристика разреза

В горах Восточного Сахалина обнажены протерозойские, палеозойские и мезозойские (до нижнего мела включительно) метаморфические сланцы, песчаники, аргиллиты, алевролиты.

Разрез вышележащих отложений несколько отличается на юге (о.Сахалин) и севере (Охотско-Камчатская часть) провинции.

Верхний мел на Сахалине сложен терригенными, в меньшей степени вулканогенными отложениями мощностью до 6 км. В Охотско-Камчатской области верхний мел представлен вулканогенно-осадочными и кремнистыми породами мощностью до 7-8 км.

Палеоген. На Сахалине наиболее широко распространены олигоценовые отложения. Палеоцен и эоцен развиты в основном на юге. Сложен палеоген вулканогенно-осадочными, угленосными терригенными с конгломератами – континентальными и морскими отложениями мощностью

от 3700 м (север) до 5700 м (юг). В Охотско-Камчатской области снизу вверх развиты: континентальные угленосные терригенные отложения с конгломератами, гравелитами, выше переслаивание песчано-алевритовых, аргиллитовых, кремнистых, угленосных отложений от континентальных до морских мощностью в прогибах (рифтовых систем) от 6,5 до 8,5 км.

Миоцен. На северном Сахалине выделяют снизу вверх уйнинский, дагинский, окобыкайский, нutowский горизонты. Это песчано-глинистые отложения с кремнистыми породами от мелководно-морских до относительно более глубоководных в глубокой части шельфа. В разрезе отмечается увеличение роли глинистых, кремнистых отложений в направлении более глубоководной части шельфа. Мощность 6-8 км. На южном Сахалине миоцен представлен разнофациальной толщей терригенных, вулканогенных и кремнистых пород от глубоководно-морских до континентальных. Мощность до 8 км. В Охотско-Камчаткой области миоцен сложен кремнисто-глинистыми, песчано-глинистыми с гравелитами породами. Это отложения открытого морского бассейна и прибрежно-морские. Мощность 2,2-2,5 км.

Плиоцен. На северном Сахалине плиоцену соответствует помырский горизонт. Он сложен песками, алевритами, галечниками часто с прослоями углей. Мощность до 2 км. В Охотско-Камчаткой области плиоцен сложен мелководно-морскими терригенными отложениями с прослоями кремнистых пород, туфов. Мощность первые сотни метров.

На северо-востоке Сахалина, где расположены основные месторождения провинции, в разрезе олигоцена, миоцена и плиоцена выделяют снизу вверх свиты: даехуринскую, уйнинскую, дагинскую, окобыкайскую и нutowскую. Последняя свита соответствует нutowскому и помырскому горизонтам, т.е. имеет верхнемиоцено-плиоценовый возраст.

Нефтегазоносность

Признаки нефти и газа в Охотской провинции известны по всему разрезу осадочного чехла, однако промышленная нефтегазоносность связана в основном с неогеновыми отложениями о. Сахалин и шельфа. Основные продуктивные комплексы связаны с песчано-глинистыми отложениями окобыкайской и дагинской свит миоцена и нутовской свитой миоцен-плиоцена. Встречаются залежи и в палеогене.

Всего же в разрезе кайнозоя, в частности на Сахалине, в том числе и на шельфе по данным Харахитова (1999 г) выделяют 7 структурно-литологических комплексов, с которыми связаны нефтегазоносные и перспективные комплексы (снизу вверх): олигоценый (мичиганский), верхнеолигоценый (даехуринский), нижне-среднемиоценовый (уйнинско-дагинский), средне-верхнемиоценовый (окобыкайско-нутовский), нижнеплиоценовый (помырский) и плейстоценовый (дерюгинский). На шельфе перспективными считаются и мезозойские отложения. На северо-восточном шельфе коллекторами в них могут быть кавернозные трещиноватые серпентиниты (битумы на Окружном месторождении).

Верхненутовский и помырский комплексы считаются перспективными. В них прогнозируются литологические ловушки, приуроченные к крупным песчаным телам (конусам выноса) на шельфе. Перспективен даехуринский комплекс, где встречаются трещиноватые кремнистые аргиллиты и силициты. Небольшие залежи выявлены на месторождении Восточный Кайган в трещиноватых перекристаллизованных опоках. Небольшие залежи в аналогичных коллекторах есть на месторождениях Окружное, Восточное Эхаби.

Литологический состав нефтегазоносных и перспективных комплексов неоднороден, резко меняется по площади. Мощность песчаников колеблется от 5 до 50-60 м. коллекторы преимущественно поровые, но есть и трещинные, трещинно-поровые (в кремнистых отложениях).

По литологическому составу среди коллекторов преобладают песчаники и алевролиты, реже кремнистые (силициты) и глинисто-кремнистые породы. Поровые коллекторы имеют пористость 20-25% до 35%, проницаемость десятки-сотни миллидарси.

Большая часть месторождений антиклинального типа, часто нарушенные сбросами, взбросами, надвигами. Залежи разнообразные: пластовые, тектонически экранированные, реже массивные, литологически ограниченные (линзовидные). По флюидам месторождения разнообразные: нефтяные, газовые, газонефтяные, нефтегазовые, газоконденсатные, нефтегазоконденсатные. По запасам преобладают мелкие (их более 50), 7 крупных и 8 средних. Все крупные месторождения расположены на восточном шельфе о. Сахалин.

Нефтегеологическое районирование

По разным схемам нефтегеологического районирования в пределах Охотской провинции выделяют различное количество нефтегазоносных областей (НГО). Так, по материалам Каламкарва (2003 г.), в Охотской провинции выделяются НГО: Северо-Восточно Сахалинская, Южно-Сахалинская, Западно-Сахалинская, Западно-Камчатская. Кроме этого выделяются перспективные области: Северо-Охотская, Центрально-Охотская, Южно-Охотская и Ульяновско-Мареканская.

Северо-Восточно Сахалинская, Южно-Сахалинская и Западно-Сахалинская НГО ранее выделялись в качестве нефтегазоносных районов в составе Сахалинской НГО. Она включает сложно построенный Сахалинский мегаантиклинорий, а также акваторию Татарского пролива и прилегающую акваторию Охотского моря (Восточно-Сахалинский прогиб или прогиб Дерюгина). Многочисленные локальные структуры, с которыми связаны основные месторождения, образуют узкие, протяженные (до сотни километров) антиклинальные зоны (Сабинская, Эхабинская, Паромайская,

Одоптинская, Чайвинская и др.), сложенные палеоген-неогеновыми отложениями. Структуры линейные, брахиантиклинальные, асимметричные, осложненные продольными поперечными нарушениями различного типа. Реже складки ненарушенные и куполовидные. Менее нарушенные структуры характерны для Сахалинского шельфа.

Основные запасы нефти и газа связаны с продуктивными комплексами окобыкайской, дагинской и нутовской свит (миоцен-плиоцен). Большая часть месторождений многопластовые (от 8 до 22 пластов), антиклинальные с залежами пластово-сводовыми, тектонически экранированными с элементами литологического ограничения. Встречаются поднадвиговые залежи пластово-сводового типа и экранированные.

Большая часть месторождений на о. Сахалин расположены на северо-востоке и прилегающем шельфе Охотского моря (Северный нефтегазоносный район или Северо-Восточно Сахалинская НГО). Здесь широко распространены песчано-глинистые неогеновые породы мощностью до 6-8 км. На отдельных участках суши и в акватории развиты палеогеновые отложения. Здесь открыты и наиболее крупные месторождения провинции (на шельфе). На суше преобладают мелкие месторождения. Наиболее типичными представителями месторождений на северо-востоке о. Сахалин могут быть Охинское, Восточно-Эхабинское, Парамойское, Тунгорское. Большая часть их запасов уже выработана.

Восточно-Эхабинское месторождение приурочено к антиклинальной складке размером 30х4 км, амплитудой 1000 м. Её восточное крыло осложнено взбросо-надвигом, по которому основная часть структуры надвинута на восточное крыло. В надвинутой части месторождения залежи в окобыкайской и дагинской свитах (12 продуктивных горизонтов). В поднадвиговой части продуктивны дагинская, окобыкайская и нутовская свиты (13 горизонтов). Залежи пластовые сводовые с элементами тектонического и литологического экранирования. Залежи преимущественно

нефтяные. Дебиты нефти из поднадвиговых залежей достигали 100 т/с, из надвинутой части месторождения 16 т/с.

Охинское месторождение приурочено к брахиантиклинальной складке сбросами разбитой на блоки. Размер структуры 9x15 км. В окобыкайской свите 13 продуктивных горизонтов. Пласты, слагающие горизонты, литологически невыдержанны. Залежи преимущественно нефтяные, пластовые и тектонически экранированные.

Наряду со сложно построенными месторождениями встречаются месторождения, связанные с ненарушенными структурами. Примером такого месторождения может служить Тунгорское, на котором установлено 15 залежей в окобыкайской и нутовской свитах. Из них 7 газовых, 5 газоконденсатных и 3 нефтяных. Дебиты нефти в начале эксплуатации составляли 130-160 т/с.

Начиная с 1969 г. основные открытия на Сахалине связаны с прилегающим шельфом, особенно северо-восточным. Однако первое месторождение на шельфе было открыто на северо-западе – Узловое (1969 г.). Залежи в дагинской и уйнинской свитах. В 1973 году здесь же было открыто Астрахановское месторождение. Наиболее крупные месторождения открыты на северо-восточном шельфе в 1977-1992 гг.: Одоптинское, Чайво-море, Пильтун-Астохское, Аркутун-Дагинское, Лунское, Киренское, Венинское.

По последним данным из них наиболее крупным по начальным геологическим запасам является *Чайвинское* нефтегазоконденсатное месторождение, открытое в 1979 г. Приурочено оно к брахиантиклинальной складке размером 4x8 км. Продуктивны 10 пластов миоцена.

Лунское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1984 г. приурочено к крупной складке (8,5x26 км, амплитуда 600 по кровле дагинской свиты). Структура осложнена сбросо-сдвиговыми нарушениями.

Вверх по разрезу складка выполаживается. Продуктивны 15 пластов дагинской свиты. Крупные газовые залежи.

Аркутун-Дагинское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1986 г., приурочено к трём антиклинальным складкам в пределах Одоптинской антиклинальной зоны, общий размер 56x10 км, амплитуда 500 м. продуктивны 10 пластов миоцена.

В центральных и южных районах Сахалина (Южно-Сахалинская НГО) в Поронайской, Сусунайской и Туначинской впадинах повсеместно распространены неогеновые глинисто-песчаные отложения. Здесь развиты антиклинальные зоны (Анивская и др.), с которыми связаны месторождения нефти и газа. Первые месторождения – Восточно-Луговское, Южно-Луговское газовые были выявлены в пределах Анивской антиклинальной зоны. Продуктивна маруямская свита (миоцен-плиоцен). Золоторыбинское месторождение открыто к северу от побережья залива Анива. К 2010 г. здесь известно 7 месторождений на суше и акватории.

На западе о. Сахалин и акватории Татарского пролива до недавнего времени выделялся перспективный юго-западный район Сахалинской НГО. По современным схемам нефтегеологического районирования – это Западно-Сахалинская НГО. В результате бурения поисковых скважин здесь выявлены прямые признаки нефтегазоносности по всему кайнозойскому разрезу, а в верхнем мелу установлены признаки газонасыщения, в связи с этим основные перспективы связывали с палеогеновыми и верхнемеловыми отложениями. На западном шельфе о. Сахалин было открыто Изыльметьевское газовое месторождение в отложениях окобыкайско-нутовского комплекса (маруямская свита).

По результатам сейсмических работ установлено, что южная часть Западного Сахалина и прилегающего шельфа имеет более сложное строение. Структуры здесь крутые, асимметричные, нарушенные продольными разрывами. Большая часть прогнозных ресурсов связана с окобыкайско-

нутовским и уйнинско-дагинским нефтегазоносными комплексами. В 2007 г. на западном Сахалине открыто Георгиевское нефтяное месторождение в палеогеновых отложениях. По последним материалам сейсморазведки на шельфе Западного Сахалина прогнозируется до 7 месторождений с запасами более 15 млн.т нефти и до 25 млрд.м³ газа каждое (Ларкин, 2008).

Основные перспективы Сахалина сегодня в основном связаны с шельфом Охотского моря, где фонд подготовленных структур – 60, площадью от 10 до 700 км², и Татарского пролива. Кроме поисков новых залежей в миоцен-плиоценовых продуктивных комплексах предлагаются и новые направления:

1) Поиски залежей в мезозойских отложениях в кавернозно-трещиноватых коллекторах в серпентинитах. На Окружном месторождении в таких породах обнаружены легкие битумы.

2) Поиски залежей в верхненутовском и помырском горизонтах (плиоцен) литологического типа на шельфе, где по данным сейсморазведки выявлены крупные песчаные тела (конусы выноса) в глинистых породах.

3) Поиски залежей в даехуринском комплексе (олигоцен) в кремнистых трещиноватых породах. На Окружном месторождении они содержат небольшую залежь.

В северной, Охотско-Камчатской части провинции по современным схемам нефтегеологического районирования выделяют Западно-Камчатскую НГО и Северо-Охотскую перспективную область.

Западно-Камчатская НГО включает западную Камчатку и прилегающий шельф Охотского моря (Голыгинский, Ичинско-Охотский, Прикамчатский прогибы и Шелиховскую впадину). Нефтегазоносны палеогеновые и неогеновые отложения. Неогеновый комплекс мощностью от 0 до 2,5 км представлен песчано-глинистыми и глинисто-кремнистыми отложениями. В них развиты пачки песчано-алевритовых пород с хорошими коллекторскими свойствами. Однако в направлении к глубоководной части

акватории предполагается резкая смена фаций, глинизация песчано-алевритовых толщ.

Палеогеновый комплекс в значительной части сложен песчаными отложениями с гравелитами внизу и с кремнистыми глинисто-алевритовыми отложениями сверху. Песчаные отложения характеризуются резко изменчивыми коллекторскими свойствами.

В верхнем мелу интерес для поисков залежей углеводородов представляет верхняя терригенная его часть. Однако коллекторские свойства потенциальных коллекторов невысокие из-за эпигенетических изменений.

Нефтегазоносность палеогенового комплекса доказана получением притоков нефти, газа и конденсата на ряде площадей Западной Камчатки (Лиманская, Северо-Колпаковская, Нижне-Квачкинская, Кшукская, Среднекумжикская). Из миоценовых отложений получены притоки газа на Кшукской площади. К 2010 г. в олигоцен-неогеновом этаже Западной Камчатки открыто 4 газоконденсатных месторождения (Моргулис, 2010). Наиболее перспективна на Западной Камчатке Колпаковская впадина, которая раскрывается в Охотское море. Именно здесь и открыты небольшие месторождения. Перспективны Шелиховская впадина и Голыгинский прогиб, где на суше отмечались нефтегазопроявления.

По современным оценкам Западно-Камчаткий шельф второй по объёму прогнозных ресурсов в Охотской провинции. Суммарные геологические ресурсы составляют 3,3-4,5 млрд.т нефтяного эквивалента. Здесь оконтурено 45 перспективных структур, семь наиболее крупных содержат 60% всех ресурсов (Моргулис, 2010). Главный риск поисков залежей связан с нижним (рифтогенным, доолигоценным) этажом. Большие перспективы связывают с дельтовыми и мелководно-морскими отложениями верхнего миоцена, особенно в южной части акватории Западно-Камчатского шельфа. В 2008 г. была пробурена первая поисковая скважина на шельфе с отрицательными результатами.

Северо-Охотская перспективная область расположена на крайнем севере провинции и приурочена к одноименному прогибу. По результатам проведенных сейсмических работ здесь прогнозируются зоны возможного нефтегазонакопления в ловушках различного типа в отложениях палеоцен-нижнего олигоцена, верхнего олигоцена-среднего миоцена среднего, верхнего миоцена. Прогнозные ресурсы составляют 1,5 млрд.т нефтяного эквивалента. Однако первые поисковые скважины, пробуренные на шельфе на подготовленных структурах, залежей не выявили.

Центрально-Охотская, Южно-Охотская и Ульяновско-Мареканская перспективные области целиком располагаются в акватории Охотского моря. Мощность палеоген-неогеновых и четвертичных отложений составляет 5-8 км. Перспективными считаются палеоген-неогеновые отложения по аналогии с нефтегазоносными соседними областями.

ЗАКАВКАЗСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Закавказская нефтегазоносная провинция (Каламкаров, 2003) занимает территорию Азербайджана, Грузии, шельф Каспийского и Черного морей. В тектоническом отношении приурочена к межгорному прогибу, расположенному между горами Большого и Малого Кавказа. На севере ограничена мегаантиклинорием Большого Кавказа, с юга – Малого Кавказа. На западе граница условно проводится в акватории Черного, на востоке – в акватории Каспийского морей. Она включает крупные тектонические элементы: погруженную часть мегаантиклинория Большого Кавказа, погруженную часть мегаантиклинория Малого Кавказа, Куринский мегасинклиорий, Рионскую впадину.

История изучения

Закавказье один из старейших нефтедобывающих регионов мира. Выходы горючих газов известны были в глубокой древности в VI веке до нашей эры, кустарная добыча нефти в колодцах и шурфах велась очень давно. Первые скважины появились на Апшеронском полуострове в конце XIX века, с 1873 г. добыча нефти ведется в промышленных количествах. В 1901г. на Апшеронском полуострове было добыто 10 млн. т. нефти, что составило половину мировой добычи. В течение многих лет (до 1950г) Азербайджан занимал первое место в СССР по добыче нефти.

При изучении данной провинции использовались следующие виды работ: геологическая съемка, с 1930 г. геофизические методы (особенно сейсморазведка). Впервые в СССР здесь были начаты работы и разработка месторождений в акватории. В провинции выполнен большой объем бурения, но плотность его различна; наибольшая на Апшеронском полуострове, более низкая в западных районах и в акватории Каспия. Наиболее глубокая скважина на месторождении Шах-Дениз 7300м.

Длительное время объем поисково-разведочного бурения был сосредоточен в областях развития продуктивной толщи - основного объекта поисковых работ. С 1926 г. поиски залежей начали вести в палеогене и миоцене, с 1948 г. ведутся поиски в мезозойских отложениях, однако значительных результатов они не принесли. Из известных месторождений с залежами в палеогене и мезозое можно назвать: Самгори в Грузии (средний эоцен), Мурадханлы в Азербайджане (верхний мел).

В результате проведенных работ в провинции по материалам Каламкаррова (2003г.) известно 75 месторождений нефти, газа, газоконденсата. Наибольшее их количество в Азербайджане. Наибольшая годовая добыча нефти приходится на 1940 г. – 22млн.т. В 1999 г. – 13млн.т., в 2004 г. – 15,5 млн.т. Сейчас добыча нефти ведется за счёт крупных месторождений в акватории Каспия: Гюнешли, Азери, Чираг, Бохар, Шах-Дениз. В 2008-2009 гг. – 50 млн.т. нефти.

По оценкам азербайджанских геологов ресурсы шельфа Каспия более 50 млрд.т условного топлива, по американским данным – 30млрд.т, по российским оценкам извлекаемые запасы – 7-8 млрд.т. нефти и 5,3 трлн. м³ газа. Сегодня запасы газоконденсатного месторождения Шах-Дениз более 1 трлн. м³, а производительность его в год 8,6 млрд.м³ газа. В 2017 г. предполагается довести добычу нефти до 60- 65 млн.т, газа – 22-26 млрд. м³.

Тектоническое строение

Закавказская провинция приурочена к крупной области прогибания земной коры в системе альпийской складчатости с глубиной погружения складчатого основания в Южно- Каспийской котловине более 20 км.

Наиболее крупными элементами в провинции являются юго-восточное погружение Большого Кавказа, Куринский мегасинклинорий (межгорный прогиб) и Рионская впадина.

В составе Куринского межгорного прогиба по одной из схем выделяют: Верхнекуринский прогиб, Гаре-Кахетино-Арешский прогиб, Предмалокавказский прогиб и разделяющие их зоны поднятий (Кахетино-Дашюзская, Чатмино-Геокчайская), Талыш-Вандамский выступ и Нижнекуринскую впадину (некоторые исследователи относят ее к Южно-Каспийской впадине).

Верхнекуринский прогиб (Картлинский) располагается восточнее Дзирульского массива. Складчатое основание погружается с запада на восток. Северное крыло более сложно дислоцировано, осложнено разрывами, складки здесь часто опрокинуты к югу. Для прогиба характерна мощная олигоцен-неогеновая моласса.

Восточнее, вдоль южного склона Большого Кавказа развита система прогибов и зон поднятий, имеющих очень сложное строение. Иногда их объединяют в Среднекуринскую впадину. Здесь выявлено более 40 локальных структур, осложненных надвигами.

Предмалокавказский прогиб имеет сложное строение. В северной части, наиболее погруженной, предполагается несоответствие структурных планов между мезозойско-палеогеновыми и миоцен-плиоценовыми отложениями. На южном борту прогиба верхнеплиоценовые и четвертичные отложения перекрывают различные структуры северного крыла мегаантиклинория Малого Кавказа. В наиболее изученной части прогиба выделяют 3 тектонические зоны: юго-западную (Нафталан, Мирбашир и др.), центральную (Советляр и др.) и северо-восточную (Дуздаг, Гедакбоз и др.). Складки осложнены нарушениями.

Талыш-Вандамский выступ осложняет центральную часть Куринского межгорного прогиба. Мощность осадочного чехла 8 км. В его пределах выявлены 2 антиклинальные зоны: северо-восточная и юго-западная. Структуры выявлены в мелу и палеогене.

Нижекуруинская впадина выделяется к востоку от Талыш-Вандамского выступа, на северо-востоке она ограничена Ленгебиз-Алятской зоной поднятий (грядой). Для впадины характерна значительная мощность особенно плиоцен-четвертичного комплекса (8 км) из общей мощности 15 км. Во впадине выделяется 5 тектонических зон, имеющих простирание с северо-запада на юго-восток и продолжающихся в акватории Каспия (и образующих зону Бакинского архипелага). В зоне Бакинского архипелага отмечаются активные неотектонические движения, интенсивная дислоцированность, тектонические нарушения, грязевой вулканизм. Сложно дислоцированы структуры и в пределах Нижекуруинской впадины.

В зону юго-восточного погружения мегаантиклинория Большого Кавказа входят Шемахино-Кобыстанский синклиний (Кобыстано-Апшеронский прогиб), Апшеронский полуостров с прилегающими площадями Апшеронского архипелага.

Некоторые исследователи в северной части Южно-Каспийской впадины выделяют Апшероно-Прибалханский межпериклиальный прогиб, который соединяет Большекавказскую и Балхано-Копетдагскую складчатые системы. В его пределах выделяют Апшеронскую, Апшероно-Прибалханскую (Апшеронский архипелаг и Прибалханская зона), Северо-Апшеронскую зоны поднятий и Артемо-Келькорский прогиб.

Шемахино-Кобыстанский синклиний – крупная депрессия выполненная глинистыми породами палеогена и миоцена значительной мощности, структуры сложно построены и осложнены грязевым вулканизмом.

Более просто построена та часть синклинория, которая расположена к западу от Апшеронского полуострова. Здесь выделяют: северную тектоническую зону – здесь сложно интенсивно дислоцированы мезозойские отложения; центральную – здесь структуры более простые в палеоген-

миоценовых отложениях; юго-западную – наиболее простая зона, меньше тектонических нарушений.

Апшеронская зона складок имеет очень сложное строение. Структуры постепенно погружаются с северо-запада на юго-восток. Для северо-западной части зоны характерна глубоко эродированная и наиболее интенсивная складчатость в палеоген-миоценовых и верхнемеловых отложениях. Размеры структур в длину изменяются от 4 до 35 и даже 45 км, ширина от 2 до 10 км. Амплитуда от 1000 м до 3000 м. Складки в верхних горизонтах относительно пологие, осложненные сбросами, на глубине они гребневидные, нарушенные взбросами и надвигами, с которыми связаны грязевые вулканы.

К северо-востоку и юго-востоку от Апшеронского полуострова расположен Апшеронский архипелаг, представляющий подводное продолжение структур Восточного Апшерона. По современным представлениям это западная часть Апшероно-Прибалханской зоны. Структуры здесь значительно более приподняты, расположены кулисообразно, образуют полосы северо-западного простирания. Размеры разнообразные: длина от 4 до 30 км, ширина от 2 до 10 км. Амплитуда по подошве продуктивной толщи 3-3,5 км (Нефтяные Камни, остров Артема и др.).

В западной части провинции к западу от Дзирульского массива выделяется Рионская впадина между Большим Кавказом и Аджаро-Триалетской складчатой системой. В Рионской впадине выделяют 3 тектонические зоны: северо-восточную, центральную (Колхидскую) и южную (Гурийскую), которые осложнены локальными структурами, сложенными мезозойскими и кайнозойскими отложениями. В акватории Чёрного моря Рионская впадина ограничена Гудуаутским и Очамчирским поднятиями.

Характеристика разреза

Закавказская провинция сложена мощной толщей пород мезозойского и кайнозойского возраста (до 15-20 км в наиболее погруженных структурах), из них более 50% приходится на олигоцен – антропогеновые отложения.

Мезозойские отложения выходят на поверхность в обрамлении провинции, а кайнозойские выполняют внутренние ее части.

Юрская система

Юрские отложения вскрыты Саатлинской сверхглубокой скважиной, но в основном охарактеризованы по выходам в пределах Большого и Малого Кавказа. На склонах Кавказа это терригенные породы, глинистые сланцы, вулканогенно-осадочные породы, мощные карбонатные в том числе рифогенные толщи суммарной мощностью 5-6км.

В Саатлинской скважине это эффузивные и карбонатные породы.

Меловая система

На склонах Кавказа представлена терригенно-карбонатным флишем и вулканогенно-осадочной толщей мощностью 3-5 км.

Бурением вскрыта на Талыш-Вандском выступе, в Шемахино-Кобыстанском синклинии. В Саатлинской скважине внизу это карбонатные и вулканогенно-осадочные толщи, а вверху карбонатные и эффузивные породы.

Палеогеновая система

Палеоген без олигоцена представлен флишем – тонким чередованием песчаников, глин, мергелей. Мощность меняется от 400 м (Талыш-Вандамский выступ) до 3 и более километров на восточном погружении Аджаро-Триалетской складчатой системы (Грузия).

Олигоцен-нижний миоцен (майкопская свита) сложены в основном песчано-глинистыми породами с преобладанием в разрезе глин. В Предмалокавказком прогибе есть конгломераты. Мощность от 900 м до 3500 м.

Средний, верхний миоцен сложены песчано-глинистыми отложениями с прослоями мергелей. Мощность от 900 м до 3500 м.

Плиоцен

Нижний плиоцен – песчано-глинистые, преимущественно континентальные отложения на западе (Грузия), карбонатно-глинистые морские отложения на востоке (Азербайджан). Мощность от 200 до 500 м.

Средний плиоцен – продуктивная толща, она наиболее широко развита на востоке провинции (Азербайджан). Представлена чередованием песчаников (песков), глин, алевролитов. Литологический состав не выдержан. Западнее Талыш-Вандамского выступа она выклинивается. Мощность и песчанистость увеличивается в направлении шельфа Каспия. Мощность изменяется от 1200-3800 м на Апшеронском полуострове до 4000 м и более в Нижнекуруинской впадине и Бакинском архипелаге. Наиболее детально изучена она на Апшеронском полуострове, где она разделяется на 2 отдела: нижний включает снизу вверх Калинскую (КАС), Подкирмакинскую (ПК), Кирмакинскую (КС), Надкирмакинскую песчаную (НКП), Надкирмакинскую глинистую (НКГ); верхний – Балаханскую, Сабунчинскую, Сураханскую свиты.

Верхний плиоцен (акчагыльский и апшеронский ярусы) сложен песчано-глинистыми отложениями континентальными и морскими с прослоями ракушнякав, конгломератов, вулканического пепла. Мощность от 500 м (Апшеронский полуостров) до 1600 м (Нижнекуруинская впадина, Бакинский архипелаг).

Широко развиты особенно в районах, тяготеющих к Южно-Каспийской впадине и четвертичные отложения мощностью до 1 км.

Нефтегазоносность

Промышленная нефтегазоносность выявлена в диапазоне мезокайнозойских отложений. В разрезе их установлены нефтегазоносные

комплексы: верхнемеловой, палеоцен-эоценовый (палеогеновый), олигоцен-нижнемиоценовый (майкопский), средне-верхнемиоценовый (миоценовый), среднеплиоценовый и верхнеплиоценовый. Подавляющая часть разведанных запасов нефти и газа провинции связана со среднеплиоценовым комплексом.

Коллекторами в верхнем мелу являются карбонатные и вулканогенные породы. В палеоцен-эоцене – песчаники, в среднем верхнем миоцене – песчаники, в плиоцене – песчаники, алевролиты.

Среднеплиоценовый комплекс (продуктивная толща). На Апшеронском полуострове включает до 40 песчаных горизонтов. Продуктивен в восточной части провинции.

Меловой комплекс – карбонатный и вулканогенный, продуктивен на Талыш-Вандамском выступе, в Рионской впадине, в Предмалокавказком прогибе.

Палеоцен-эоценовый и олигоцен-нижнемиоценовый комплексы продуктивны в Предмалокавказком прогибе, Верхнекуринской и Среднекуринской впадинах.

Миоценовый комплекс продуктивен в Рионской и Верхнекуринской впадинах, Шемахино-Кобыстанском синклинии, в Предмалокавказком прогибе.

Средне-плиоценовый комплекс продуктивен на Апшеронском полуострове, Апшеронском архипелаге, Нижнекуринской впадине, Бакинском архипелаге.

Подавляющее число месторождений в провинции связаны с нормальными антиклинальными складками, осложненными диапиризмом, грязевым вулканизмом. Многие месторождения нарушены сбросами, взбросами, надвигами. Многие имеют блоковое строение. Месторождения многопластовые, многозалежные. По флюидам преобладают нефтяные, есть газонефтяные и газоконденсатные

Залежи разнообразные: пластовые сводовые, экранированные. На Апшеронском полуострове есть залежи с наклонным водонефтяным контактом. Нефть плотностью от 0,78 до 0,94. В основном высококачественная, малосернистая.

Нефтегеологическое районирование

По разным схемам выделяют различное количество областей, иногда под разными названиями.

По одной из таких схем выделяют следующие нефтегазоносные области (НГО): Апшеронскую, Шемахино-Кабыстанскую, Нижне-Куринскую, Бакинского архипелага, Кировобадскую, Средне-Верхнекуринскую, Рионскую.

По материалам Каламкаррова (2003 г.) в пределах провинции известно 75 месторождений.

Апшеронская нефтегазоносная область

Она включает Апшеронский полуостров, Апшеронский архипелаг и прилегающий шельф Каспия. В пределах области известно более 40 месторождений. Среди них крупные Балаханно-Субунчино-Романенское, Сураханское, Нефтяные Камни, Гюнешли, Азери, Чираг, Шах-Дениз.

На Апшеронском полуострове развиты многочисленные структуры, образующие 9 антиклинальных зон, наиболее протяжённая Джорат-Зыхская. Структуры осложнены диапиризмом, грязевым вулканизмом, дизъюнктивными нарушениями. Размеры складок от 2-4 км до 15-20 км и редко до 40 км. Амплитуда 1-2 км.

В пределах Апшеронского архипелага наиболее протяжённая зона Камни – Григоренко – о. Жилой – Нефтяные Камни. В акватории встречаются складки, открытые по продуктивной толще. В пределах Апшеронского архипелага многие складки глубоко эродированы.

Основной комплекс среднеплиоценовый, небольшие залежи известны в верхнем плиоцене, а на северо-западе и в миоцене.

Балахано-Сабунчино-Романенское месторождение расположено в центре Апшеронского полуострова к северу от г. Баку. Приурочено к крупной антиклинальной складке, осложненной многочисленными нарушениями, наиболее приподнятые части осложнены грязевыми вулканами. Основные нарушения вдоль свода складки разделяют месторождение на два изолированных участка. В разрезе выделяются 30 нефтяных горизонтов (глубина от 140 до 2500 м). Залежи пластовые тектонически экранированные. Начальные дебиты от 3 до 400 т/с. Плотность от 0,865 до 0,940 г/см³.

Суханское нефтегазовое месторождение расположено южнее предыдущего в 10 км восточнее г. Баку, открыто в 1904 г. Приурочено к складке меридионального простирания разбитой серией сбросов. Основные залежи в продуктивной толще нефтяные с газовой шапкой.

Нефтяные Камни нефтегазоконденсатное месторождение. Это одно из первых месторождений, открытых в акватории. Приурочено к брахиантиклинальной складке открытой по продуктивной толще. Расположено в 80 км к востоку от г. Баку, открыто в 1949 году. Размеры 4x10 км, амплитуда 1500 м. Многочисленные нарушения делят месторождение на три поля: северо-западное, юго-восточное и северо-восточное, отличающиеся нефтегазоконденсатоносностью. Наибольшим этажом нефтегазоносности отличается северо-восточный участок. Залежи пластовые тектонически и литологически экранированные.

Сегодня наиболее крупные месторождения области известны в более погруженной части акватории.

Нефтегазоконденсатное месторождение *Азери* расположено в 125 км к востоку и юго-востоку от Баку, открыто в 1987 г. Приурочено к брахиантиклинальной складке размером 17x3 км с амплитудой 1500-2000

м. В продуктивной толще 8 залежей. Залежи пластовые, тектонически экранированные.

Нефтегазоконденсатное месторождение *Гюнешли* расположено в 100 км восточнее Баку. Открыто в 1979 году. Приурочено к асимметричной складке размером 12x7 км амплитудой 1000м. Месторождение многопластовое. В основном разведана северо-западная часть месторождения. Залежи пластовые тектонически экранированные.

Более крупное месторождение *Чираг*, дающее в год 8 млн. тонн. Одно из крупных газоконденсатных месторождений – Шах-Дениз. Кроме основных залежей, которые эксплуатируются, в продуктивной толще на глубине 7300 м, открыты новые залежи. Сегодня его запасы более 1 трлн. м³.

Шемахино-Кобыстанская нефтегазоносная область

Она расположена к западу от Апшеронского полуострова и ограничена на юге Ленгезиз-Алятской грядой, а на севере антиклинорием Большого Кавказа. В пределах области по особенностям строения выделяют два участка Шемахинский на севере и Кобыстанский на юге. Шемахинский очень сложно построен и соответствует южному склону Большого Кавказа.

Кобыстанский участок делится на Северный, Центральный и Южный. Более просто построен и более обширный по площади Южный Кобыстан, в его пределах выделяют юго-западную и юго-восточную части. Последняя сложена продуктивной толщей, акчагылом и апшероном. Здесь широко развиты грязевые вулканы, но структуры относительно более простые, они образуют 5 антиклинальных зон. Промышленная нефтегазоносность установлена в майкопской свите, в чокракском горизонте и в продуктивной толще. Месторождения Умбаки, Дуваный, Кяниздаг и др.

Перспективными считаются меловые, перекрытые в южном и центральном Кобыстане сильно дислоцированными палеоген-миоценовыми отложениями.

Наиболее известным месторождением в области является месторождение Умбаки – это брахиантиклиналь почти широтного простирания, осложненная надвигом. На северном крыле ряд поперечных нарушений. Залежи в майкопском свите и чокракском горизонте.

Нижнекуруинская нефтегазоносная область

Эта область приурочена к одноименному прогибу (впадине) и характеризуется значительной мощностью плиоцен-четвертичных отложений и всего разреза. Более 90% запасов УВ связано с продуктивной толщей, остальные – с акчагылом и апшероном. В пределах области выделяют до 5 тектонических линий северо-западно-юго-восточного простирания, объединяющие крупные брахиантиклинальные складки, осложненные продольными нарушениями и грязевыми вулканами.

Месторождения антиклинального типа, залежи разнообразные. Основные залежи в верхнем отделе продуктивной толщи. На многих структурах продуктивная толща полностью не вскрыта.

Наиболее крупными и известными месторождениями являются Кюровдаг, Нефтечала, Мишовдаг, Курсанглы и др.

Кюровдаг – нефтяное месторождение открыто в 1951г., приурочено к крупной (более 20 км) брахиантиклинальной складке, асимметричной, осложненной нарушениями. Пять залежей в верхней части продуктивной толщи. Небольшие залежи в акчагыле и апшероне.

Месторождение *Нефтечала* приурочено к брахиантиклинальной складке с многочисленными нарушениями и грязевыми сопками. Два основных продольных нарушения делят месторождение на 2 поля. Залежи в апшероне и верхней части продуктивной толщи.

Залежи на этих месторождениях пластовые сводовые, тектонически и литологически экранированные.

Перспективы области связаны с доразведкой нижней части продуктивной толщи, а также с поисками залежей на западном и юго-западном бортах впадины в продуктивной толще и миоцене.

Нефтегазоносная область Бакинского архипелага

Эта область охватывает одноименную структурную зону западного шельфа Южного Каспия с мощной толщей осадочного чехла (до 20 км). Структуры Бакинского архипелага являются как бы продолжением структурных зон Нижнекуринского прогиба и Южного Кобыстана. Глубокими скважинами здесь вскрыт разрез в основном верхнего отдела продуктивной толщи, в отдельных скважинах – всей толщи, а единичными скважинами на площади Сангачалы-Море вскрыты миоценовые породы.

Промышленная нефтегазоносность установлена на ряде месторождений: Сангачалы-Море-Дуваный, остров Була, Гаржу, Камень Игнатия, Банка-Андреева.

Месторождение *Сангачалы – Море – Дуваный – Море – о. Була* нефтегазоконденсатное, расположено в 50 км к юго-западу от г.Баку, открыто в 1963 г. Приурочено к асимметричной брахиантиклинали размером 30х11км с амплитудой 3км, осложненной продольным нарушением. Месторождение многопластовое. Залежи в продуктивной толще пластовые, тектонически экранированные. Дебиты нефти до 224 т/с, газа до 730тыс.м³.

Перспективы области связаны с доразведкой невоскрытой части продуктивной толщи и поисками новых залежей на таких крупных структурах как банка Калмыкова, Борисова и др.

Кировобадская нефтегазоносная область

Эта область включает значительную часть Предмалокавказского прогиба и Талыш-Вандамский выступ. Тектоническое строение отдельных участков прогиба неодинаково. На юго-западном борту и в предгорьях Малого Кавказа пологие складки в меловых и палеогеновых горизонтах не

отражены в плиоценовых отложениях, имеющих моноклинальное падение на северо-восток.

На севере и северо-востоке в междуречье рр.Куры и Иори отложения миоцена сложено дислоцированы, осложнены надвигами, плиоцен же менее дислоцирован.

Юго-восточнее этого участка складчатость миоцена становится более спокойной, а верхний плиоцен образует моноклираль.

Складки в пределах области не имеют строгой ориентировки: есть поперечные – Нафталан, Кавказского простирания – Дальмамедлы, Мирбашир и др.

Разрез в области представлен отложениями от юры до верхнего плиоцена. Меотис, понтический ярус и продуктивная толща в разрезе отсутствуют.

Первые месторождения открыты в 30-х годах прошлого века. В послевоенные годы открыты новые небольшие месторождения с залежами в эоцене, майкопской свите и верхнем мелу.

Месторождения антиклинального типа. Залежи пластовые сводовые, литологически и стратиграфически экранированные.

Из старых месторождений можно назвать Нафталан (эоцен, майкоп, акчагыл), Дальмамедлы (эоцен, майкоп), Мирбашир.

В начале 70-х годов прошлого века промышленная нефтегазоносность установлена на Талыш-Вандамском выступе. На западном склоне открыто месторождение Мурадханлы. В первых скважинах с глубины 3800м были получены промышленные притоки нефти из сильноизменённых эффузивных пород верхнего мела. На юго-восточной периклинали фонтанные притоки получены из карбонатов верхнего мела. В 1979 г. притоки нефти из верхнего мела и эоцена с дебитами до 300-360 т/с получены на западном блоке Мурадханлинской структуры.

В конце 70-х годов новые месторождения открыты в северо-восточной зоне Предмалокавказского прогиба (Дуздаг, Гедакбоз и др.). В 1981 г. открыто месторождение Зардоб (верхний мел и эоцен) на Талыш-Вандамском выступе.

Область считается перспективной (мезозой и палеоген-миоцен).

Нефтегазоносная область Средне- и Верхнекуриской впадин

Выполнены они мезо-кайнозойскими отложениями, имеют очень сложное, блоковое строение. Осложнены зонами поднятий и разделяющими их прогибами.

Поиски залежей здесь начаты в прошлом столетии. За 1930 – 1969 гг. открыто 7 средних и мелких месторождений: Мирзаани, Патара-Шираки, и др.

В Средне- и Верхнекуринской впадинах по современным данным выделяют *Гаре-Кахетинский нефтегазоносный район* (по другим данным 3 района: Картлийский, Кахетино-Аджианурский, Притбилисский).

Залежи нефти и газа выявлены здесь в миоценовых, плиоценовых и палеогеновых отложениях. В миоцене и плиоцене коллекторы песчаники, часто глинистые с резко меняющимися коллекторскими свойствами.

В 1974 г. в районе города Тбилиси открыто крупное месторождение *Самгори* в вулканогенно-осадочных породах среднего эоцена. Дебиты нефти достигали 500 т/с. Приурочено оно к сложнопостроенной складке, расположенной на восточном продолжении Аджаро-Триалетской складчатой системы в Верхнекуринской (Картлийской) впадине. Устойчивые фонтанные притоки нефти из эоцена позволили по новому оценить перспективы палеогена на западе Закавказской провинции.

Само месторождение приурочено к асимметричной трехкупольной складке размером 14x8 км и амплитудой 1800м. Складка ограничена с севера и юга тектоническими нарушениями. Залежь пластово-массивная. Её высота 550 м, водонефтяной контакт на отметке минус 2050 м.

Кроме этого здесь известны такие месторождения как Тарибани, Сацхениси, Мирзаани и др.

Рионская нефтегазоносная область

Эта область связана с одноименной впадиной, расположенной к западу от Дзирульского массива и открывающейся в акваторию Черного моря. Выполнена впадина мощной тощей (12 км) мезо-кайнозой. Впадина осложнена 3 тектоническими зонами: северо-восточной – Абхазско-Мегрельской, центральной – Колхидской и южной – Гурийской. В Колхидской зоне в свою очередь выделяют 3 подзоны: Северную, Центральную и Южную.

В пределах Рионской области выделяют Гурийский и Колхидский нефтегазоносные районы. Наиболее изучена Колхидская тектоническая зона, где выявлены такие месторождения как Западно-Чаладинское, Супса-Омпарейское нефтяные. В Гурийской зоне известно Земо-Натанебское месторождение. Добыча нефти ведется с 1939 г. Продуктивны миоценовые отложения.

Перспективы связаны с неогеновыми и палеогеновыми структурными этажами на шельфе Черного моря.

Основные же перспективы Закавказской провинции связаны со средним плиоценом и более глубокими горизонтами в акватории Каспия, где уже открыты такие крупные месторождения как: Шах-Дениз, Карабах, Азери, Чираг, Бохар, Гюнешли и др.

ЗАПАДНО-ТУРКМЕНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Западно-Туркменская нефтегазоносная провинция расположена в юго-западной части территории Туркмении. Приурочена к межгорной впадине между горными сооружениями альпийского возраста: на севере Большого Балхана и Куб-Дага, на востоке Копет-Дага. На юге за пределами Туркмении провинция ограничена Туркмено-Хоросанской системой. В западном направлении впадина раскрывается в акваторию Каспийского моря (включая Туркменскую ступень – часть Южно-Каспийской впадины).

В тектоническом отношении Западно-Туркменская впадина представляет собой восточную бортовую зону Южно-Каспийской впадины.

Нефтегазоносность этой провинции известна очень давно (нефть добывали колодцами). Первое месторождение нефти Челекен известно с XVIII века. Промышленная добыча ведется с 1933 г.

До 1930 г территория провинции покрыта геологической съемкой. С 1930-1932 гг. применяется геофизика. Основная часть нефти добывается в старейшем районе Прибалханском, где известно около 15 месторождений. Первое газоконденсатное месторождение открыто в 1952 г. В 1972 было открыто газоконденсатное месторождение Гограньдаг в Гограньдаг-Окаремском районе. В 1972-73 гг. первые месторождения были открыты на западном продолжении Прибалханской зоны в акватории Каспия (Банка Жданова, Лам, Ливанова и др.)

К настоящему времени (2003 г.) в провинции известно свыше 30 месторождений. В основном нефтегазоносна красноцветная толща среднего плиоцена.

Однако степень разведанности глубоких горизонтов особенно в акватории сравнительно невелика. С акваторией Каспия связаны основные перспективы. На Туркменском шельфе сейчас работают Арабская и Малазийская компании. На площади 3000 км² уже открыто 9 месторождений,

пробурено 110 разведочных скважин. Суммарные ресурсы оценены в 6,7 млрд.т нефти и 4,6 трл.м³. На шельфе намечены 70 объектов, перспективных на нефть и газ (2003 г.). Туркмения за счет Туранской и Западно-Туркменской провинций предполагает довести уровень добычи к 2030 г. – газа до 250 млрд. м³, а нефти до 110 млн.т в год.

Тектоническое строение

Как уже указывалось выше Западно-Туркменская впадина является восточной частью обширной области прогибания Южно-Каспийской. Основными её тектоническими элементами являются Прибалханская, Гограньдаг-Окаремская зоны поднятий и разделяющий их Кызылкумский прогиб. На востоке выделяется Аладаг-Мессарианская тектоническая зона, отделенная от Окарем-Гограньдагской зоны Шахманским прогибом. В акватории Каспия к северу от Прибалханской зоны поднятия выделяется Артёмо-Келькорский прогиб, а к западу от Окарем-Гограньдагской зоны обширная Туркменская ступень (которая некоторыми исследователями рассматривается как восточная часть внутренней области Южно-Каспийской впадины).

Прибалханская зона поднятий субширотного простирания представляет собой восточную ветвь более обширной Апшероно-Прибалханской тектонической зоны, которая соединяет складчатые сооружения Кавказа и Большого Балахана.

Мезозойские отложения по материалам геофизики здесь ступенчато по разломам погружаются с северо-востока на юго-запад. К одному из таких уступов в мезозое повидимому и приурочена Прибалханская зона в плиоценовых отложениях. Это зона включает серию кулисообразно расположенных высокоамплитудных антиклинальных и брахиантиклинальных структур (Челекен, Котур-Тепе и др.) часть из которых расположена в акватории Каспия (Банка Жданова и др.). Длина зоны

на суше более 150 км, ширина до 30 км. Размеры складок возрастают с востока на запад от 3х10 км до 10х30 км при амплитуде от 150 до 1500 м. Для складок характерна сильная нарушенность (особенно на суше), грязевый вулканизм.

Гограньдаг-Окаремская зона имеет субмеридиональное простирание на расстоянии до 190 км при ширине около 50 км. Структуры здесь более пологие, с широкими сводами, меньшей амплитуды (150-500м), на поверхности структуры фиксируются действующими и потухшими грязевыми вулканами. Это видимо связано с разломами в более глубоких горизонтах.

Кызылкумский прогиб выделяется южнее Прибалханской зоны. Ширина его 20-30 км, на западе он открывается в акваторию Каспия. Это наиболее погруженный элемент Западно-Туркменской впадины. Мощность среднеплиоцен-четвертичных отложений достигает 7,5 км. Сейсморазведкой в прогибе выявлен ряд локальных поднятий.

К востоку от Гограньдаг-Окаремской зоны выделяется Шахманский прогиб, который на востоке системой разломов отделяется от Аладаг-Мессарианской зоны. В пределах прогиба выявлены локальные поднятия, но строение их изучено слабо.

Аладаг-Мессарианская зона представляет собой область погребенной мезозойской складчатости и протягивается с северо-востока на юго-запад на расстоянии более 120 км. Здесь резко сокращается мощность плиоцен-четвертичных и палеоген-миоценовых отложений, на значительной территории выпадает из разреза красноцветная толща и верхний плиоцен с угловым несогласием залегает на размытой поверхности мела, палеогена и миоцена. Структуры в мезозое крупные, сложнодислоцированные с амплитудой до 2 км.

Характеристика разреза

Для Западно-Туркменской провинции характерен мощный разрез четвертичных и неогеновых отложений. Общая мощность осадочного выполнения более 15 км. Бурением изучены четвертичные и плиоценовые отложения. Более древние вскрыты единичными скважинами на севере и востоке.

Триасовая система. В северо-западной части Копет-Дага в скважине вскрыты известняки черные. Вскрытая мощность 1 км. (нижний и средний триас)

Юрская система. Обнажена в отрогах Копет-Дага и Балхана. Внизу ритмично чередуются глубоководные аргиллиты и мелководные песчаники. Верхняя юра сложена глубоководными и мелководными песчано-глинистыми отложениями с пластами доломитов, известняков, в том числе рифогенных. Мощность от 2 км (Западный Копетдаг) до 4,9 км (Большой Балхан).

Меловая система, судя по выходам этих отложений в Копет-Даге и Балхане, внизу представлена песчано-глинистыми отложениями, вверху терригенно-карбонатными. Мощность 1400 (Большой Балхан) – 2100 м (Копет-Даг).

Кайнозойские отложения представлены песчано-глинистыми и более грубыми породами, встречаются и карбонатные отложения.

Палеогеновая система (до олигоцена) – глины, мергели, известняки мощностью до 2 км (Западный Копетдаг).

Олигоцен – нижний миоцен(майкопская свита) глины песчанистые. Мощность – 150 м (Западный Копетдаг).

Средний, верхний миоцен – глинисто-карбонатные отложения с песчаными породами внизу. Мощность – 700 метров (Западный Копетдаг).

Нижний плиоцен (понтический ярус) карбонатно-терригенная толща в скважинах вскрытая мощность – 600 метров.

Средний плиоцен. Красноцветная толща. Монотонное ритмичное чередование песчано-глинистых красноцветных отложений: глины, песчаники, алевролиты различной плотности и размерности. Она разделяется на три отдела. Мощность в акватории и прилегающей суше более 3 км. В отрогах Копет-Дага сокращается до 0.

Верхний плиоцен (акчагыльский и апшеронский ярусы). Это песчано-глинистые толщи с галечниками. Мощность 2 и более км (в акватории).

Четвертичная система – песчано-глинистые отложения с галечниками, щебнем, ракушняками. Мощность от сотен до 1200 м (в акватории).

Нефтегазоносность

В Западно-Туркменской провинции регионально нефтегазоносны породы среднего и верхнего плиоцена. Отдельные залежи открыты в подкрасноцветных отложениях (нижний плиоцен-миоцен).

Основным региональным комплексом является красноцветная толща **среднего плиоцена**. Мощность ее 800 – 4000 м. Нижняя часть этого комплекса песчано-глинистая, верхняя часть более песчанистая. С запада на восток в комплексе увеличивается количество песчаных пород и уменьшается глинистость. В разрезе комплекса выделяется до 14 песчаных горизонтов. Мощность горизонтов до 120 и 140 м. Нижний отдел красноцветной толщи продуктивен регионально. Верхний в основном в Прибалханской зоне.

Коллекторы песчаники, пески, алевролиты. Пористость 18-20%, проницаемость 500-700 мД. Дебиты нефти до 200-250 т/с, дебиты газа до 1 млн. м³/с. На месторождении Челекен добывается озокерит.

Верхнеплиоценовый нефтегазоносный комплекс (НГК) (акчагыл, апшерон) мощностью 95-1900 м представлен алевролитопесчано-глинистыми породами с прослойками конгломератов, гравелитов, ракушняков. Продуктивен в Прибалханской зоне. Коллекторы пески,

песчаники, алевриты. Пористость 20-25%, проницаемость 20-250 мД. Дебиты нефти 10-100 т/с, газа 50-600 м³/с. В акчагыле на востоке Прибалханской зоны выделяется до 14 продуктивных пластов. В апшероне – до 6 и более пластов (Кум-Даг, Котур-Тепе).

Палеоген-нижнеплиоценовый НГК имеет мощность до 2 км. Сложен терригенными породами. Выявлены промышленные залежи на Банке Жданова, Ливанова и др.

подавляющее большинство месторождений брахиантиклинального и антиклинального типа, часто интенсивно нарушены продольными и поперечными сбросами. Некоторые месторождения имеют блоковое строение, все месторождения многопластовые. По флюидам нефтяные, на юге газовые и газоконденсатные. Наиболее распространены залежи тектонически экранированные, разбитые на блоки. Многие месторождения осложнены грязевыми вулканами.

По особенностям строения выделяют две НГО: Прибалханскую, Гограньдаг-Окаремскую.

Прибалханская нефтегазоносная область

Она соответствует Прибалханской зоне. Иногда в пределах НГО выделяют самостоятельные нефтегазоносные районы и зоны, приуроченные к группам складок. Одной из таких зон является Котур-Тепе–Барсагельмесская, объединяющая самые крупные месторождения провинции (Котур-Тепе, Челекен, Барса-Гельмес и др.). На суше месторождения преимущественно нефтяные, в акватории газоконденсатные (Банка Жданова и др.).

Месторождение *Котур-Тепе (Ленинское)* открыто в 1956 г. По кровле красноцветной толщи размер структуры 15-20x30-35 км. Складка асимметричная, северное крыло более крутое. С глубиной углы увеличиваются. Нарушена многочисленными сбросами с амплитудой от 30 до 300 м. В своде - грабен, грязевые вулканы. Амплитуда складки по

южному крылу – 100м, по северному – 500 м. Месторождение имеет блоковое строение. 3 самостоятельных эксплуатационных участка: западный, центральный и восточный. Продуктивны:

- 1) апшеронский ярус – 4 пласта – 2 нефтяные и 2 газоконденсатные залежи
- 2) верхний отдел красноцветной толщи – 8 пластов (горизонтов), НК₁-НК₈
- 3) нижний отдел – до 10 пластов (горизонтов) НК_{12,13} и др.

Залежи нефтяные, в западном блоке газоконденсатные. Дебиты нефти от 80 до 130 т/с, нефти малосернистые, парафинистые, смолистые, лёгкие.

Месторождение *Челекен*. Добыча колодцами с XVIII века, бурение начато в 1876 г. – фонтан нефти с глубины 40-60 м., 170 м. В 1949г – глубокое бурение, в 1950 г. получен фонтан. На западе структура продолжается в акватории. Размер структуры по подошве красноцветной толщи – 15x45 км. На западе – грязевой вулкан, на востоке – потухший. Структура осложнена многочисленными сбросами амплитудой от нескольких метров до 100 м. С глубиной они затухают.

Продуктивны. Красноцветная толща – 9 горизонтов, каждый горизонт состоит из серии пластов. Эффективная мощность горизонтов от 8 до 25 и более метров. В двух горизонтах газовые шапки. Пористость более 20%, проницаемость 150-250 мД. Дебиты нефти 40-60 т/с.

В западной части месторождения нефти парафинистые, смолистые, в восточной части – малопарафинистые, но смолистые. Залежи пластовые тектонически и литологически экранированные. Разрабатывается также залежь озокерита.

На продолжении НГО в акватории выделяют ряд газоконденсатных месторождений. Одно из них Банка Жданова – продуктивны красноцветная толща – 2 продуктивных горизонта и подкрасноцветная толща (понтический

ярус) – 2 продуктивных горизонта. На других месторождениях залежи газоконденсатные с нефтяной оторочкой.

Гограньдаг-Окаремская нефтегазоносная область

Эта область приурочена к одноименной зоне поднятий. Она включает также расположенный восточнее Шахманский прогиб и западное продолжение её в акватории Каспия. Здесь известно к началу 80-х годов прошлого века 13 месторождений. Преобладают газоконденсатные залежи, сосредоточены они в основном в нижнем отделе красноцветной толщи. Залежи пластовые сводовые, слабо нарушенные. Месторождения антиклинального типа осложнены тектоническими нарушениями. Окарем, Гограньдаг, Чикишляр и др.

Месторождение Окарем расположено в 15 км от побережья Каспия, приурочено к структуре размером 4,5x10 км, амплитудой 300 м по кровле красноцветной толщи. Осложнено несколькими тектоническими нарушениями. В нижнем отделе красноцветной толщи 6 продуктивных горизонтов. Залежи нефтяные и газоконденсатные. Мощность горизонтов от 15 до 60 м. Пористость 19%. Дебиты нефти до 70 т/с, газа от 500 тыс м³/с до 1,4 млн м³/с. Нефти малосернистые, высокопарафинистые, смолистые плотностью от 0,842 до 0,894 г/см³.

В пределах Гограньдаг-Окаремской зоны и соседнем Шахманском прогибе выявлено в последнее время более 30 локальных структур в плиоцен-четвертичном структурном этаже, что позволяет сделать вывод о значительных перспективах области.

Большие перспективы связывают и с западным продолжением области в акватории Каспия, где выделяется обширная Туркменская ступень (некоторые исследователи рассматривают как элемент внутренней части Южно-Каспийской впадины). Основные перспективы здесь связывают с красноцветной толщей, имеющей мощность свыше 3 км. Если в 80-е годы

прошлого века здесь было сейсморазведкой выявлено более 10 структур, то по последним данным здесь выявлено и подготовлено к бурению несколько десятков объектов.

Перспективным считается и Кызыл-Кумский прогиб – наиболее погруженный элемент Западно-Туркменской провинции. Здесь кровля красноцветной толщи погружается до 4 км. Основные перспективы связывают с нижним отделом красноцветной толщи, где происходит наращивание разреза новыми горизонтами. В 80-е годы здесь на границе с Гограньдаг-Окаремской зоной открыто газовое месторождение Эрдкли (продуктивны – акчагыльский ярус и красноцветная толща)

Определённые перспективы связывают в Западно-Туркменской провинции и с Аладаг-Мессарианской ступенью (зоной), где закартированы поднятия, но бурением они слабо изучены. Перспективными здесь считаются нижнемеловые и юрские отложения.

Подводя итог сказанному можно сделать вывод: Западно-Туркменская провинция – старейшая провинция, остается перспективной и сегодня – особенно шельфовые части Каспия. Здесь уже известно 9 нефтегазоконденсатных месторождений. Ресурсы углеводородов оценены в 6,7 млрд.т. нефти и 4,6 трл.м³ газа (Каламкаров, 2003). Выявлено 70 перспективных объектов.

ТЯНЬ-ШАНЬ-ПАМИРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Эта провинция выделяется в пределах Тянь-Шань-Памирской складчатой системы, которая является по истории тектонического развития эпиплатформенным орогеном. Она занимает ряд межгорных впадин, с которыми связаны самостоятельные нефтегазоносные области. Эти впадины и связанные с ними НГО расположены на территории Китая, Афганистана и Средней Азии (Узбекистан, Таджикистан). На территории Средней Азии выделяются две НГО: Ферганская и Таджикская (Афгано-Таджикская).

Ферганская нефтегазоносная область

Эта область связана с одноименной межгорной впадиной, расположенной в основном на территории Узбекистана и частично в Киргизии и Таджикистане. Площадь ее 38 тыс.км².

Ферганская межгорная впадина ограничена высокогорными хребтами: Туркестанским и Алайским на юге, Кураминским и Чаткальским на северо-западе и Ферганским на северо-востоке.

Ферганская НГО одна из старейших в Средней Азии. Выходы нефти и колодезная добыча ее известны с глубокой древности. Нефтепоисковое бурение начато здесь на площади Шорсу, где и был получен приток нефти, но с небольшим дебитом. В 1904 г. было открыто месторождение Чимион. Эти месторождения эксплуатировались до революции 1917 г. После 1917 г. были возобновлены поисковые работы на антиклинали Шорсу IV и открыто новое месторождение. Однако основные открытия были сделаны здесь в военные и послевоенные годы: Палванташ (1942 г.), Шарихан-Ходжиабд (1946 г.), Избаскент (1950 г.) и др. Уровень добычи в области рос до 1964 г., когда он составил 2,2 млн.т. в год. Позже добыча стала снижаться. В 1974 г. – 1 млн.т.

Накопленная добыча к началу 80-х годов здесь составила 45 млн.т. нефти и около 20 млрд.м³ газа. В области известно около 50 месторождений (2003 г.).

До 1952 г. основным методом картирования структур была геологическая съемка, геофизические исследования применяются с 1930 г., в ограниченном объеме использовалось структурное бурение. В последние годы основным методом подготовки структур к поисковому бурению является сейсморазведка. Средняя плотность бурения довольно высокая – более 100 м/км², но распределение его крайне неравномерное, наиболее слабо изучена бурением центральная, наиболее погруженная часть впадины. В разрезе наиболее изучены палеогеновые, менее детально изучены юрские и более древние отложения.

Тектоническое строение

В строении впадины большое значение имеют глубинные разломы (Южно-Ферганский, Талласо-Ферганский) по которым осуществляется контакт палеозойских складчато-глыбовых гор обрамления с осадочным чехлом впадины. Палеозойский складчатый фундамент, выходящий на поверхность в горном обрамлении впадины, ступенчато погружается к центральной ее части, где глубина его около 10 км. На северном и южном бортах развиты протяженные антиклинальные зоны.

В разрезе области выделяются два структурных этажа: нижний – складчатый палеозойский фундамент и верхний – мезо-кайнозойский. Верхний этаж в свою очередь разделяется на три структурных яруса: нижний – верхнепермско-юрский, средний – мел-палеогеновый и верхний – молассовый неогеновый.

Нижний этаж отражает этап геосинклинального развития этой территории, завершившейся в конце палеозоя, верхнепермско-юрский и мел-палеогеновый структурные ярусы отвечают переходному и платформенному этапам развития, верхний структурный ярус отражает орогенный этап

развития, когда на месте эпигерцинской платформы в результате альпийского орогенеза сформировались горные сооружения и межгорные впадины, последние заполнялись молассой, обломочный материал поступал с горного обрамления.

Предложено несколько схем тектонического районирования Ферганской впадины. По одной из таких схем в пределах впадины выделяют 4 тектонические зоны: южную, северную, центральную и Куршабскую.

Южная складчатая зона протягивается полосой шириной 25 км на расстояние более 300 км. Она включает многочисленные складки, которые образуют отдельные группы (Риштанская, Чимионская, Андижанская и др.). Ближе к горному обрамлению складки более узкие, асимметричные, осложненные нарушениями, часто опрокинутые. В северном направлении, ближе к центральной зоне они становятся более крупными и относительно более простыми.

Северную зону образуют многочисленные складки, образующие группы (Ленинобадская, Наманганская, Майлисуйская и др.). в западной части зоны развиты соляные диапиры. В восточной части зоны выделяются выступы палеозойского фундамента: Ачисайский, Майлисуйский. В направлении от обрамления к центру впадины складки становятся более простыми и крупными, менее нарушенными.

Центральная зона представляет глубокий прогиб, где мощность неоген-четвертичных отложений достигает 5-6 км. Структура этой зоны изучена слабо. По материалам сейсморазведки здесь предполагается существование глубокопогруженных складок в мезозойско-палеогеновых отложениях.

Куршабская зона выделяется на юго-востоке и представляет собой отрицательную структуру, выполненную мезозойско-кайнозойскими отложениями, сильно эродированными и участками размытыми до палеозойского фундамента.

Антиклинальные поднятия, развитые в пределах описанных тектонических зон наиболее интенсивно формировались в неогеновое и раннеантропогеновое время, когда глыбовые подвижки эпиплатформенной активизации приобрели наибольший размах.

Характеристика разреза

На палеозойском складчатом фундаменте несогласно лежат, но не повсеместно пермско-триасовые отложения – пестроцветные гравелиты, конгломераты, песчано-глинистые угленосные породы мощностью 0-600 м.

Юрские отложения представлены озерными, лагунно-континентальными терригенными (от конгломератов до глин) угленосными образованиями. Они имеют непостоянную мощность, наибольшие значения редко превышают 1 км и лишь в отдельных приразломных прогибах мощность увеличивается до 1800 м.

Меловые отложения развиты широко, сложены в основном терригенными (от аргиллитов до конгломератов) и реже карбонатными породами, имеющими морской и континентальный генезис. Меловые отложения характеризуются резкой фациальной изменчивостью и разделяются на ряд свит. Мощность меловых отложений закономерно уменьшается от центра до периферии впадины и с востока на запад. Максимальная мощность (1,5 км) сегодня установлена на юге в районе Андижана.

Палеогеновые отложения до среднего олигоцена включительно сложены преимущественно морскими терригенными породами, среди которых развиты невыдержанные пачки карбонатных пород и гипсов. Мощность изменяется от 200 до 800 м. Разделяются на многочисленные слои, имеющими названия (алайские, риштинские и др.).

Вышележащие верхнеолигоцен-неогеновые и древнечетвертичные отложения лежат несогласно на нижележащих палеогеновых отложениях и представлены молассовыми образованиями. Это глины, песчаники,

гравелиты, конгломераты (массагетский, бактрийский ярусы и сохская свита). Мощность в центральной части впадины 5-6 км. На северо-западе впадины в неогене развита соленосная толща.

Нефтегазоносность

Промышленная нефтегазоносность в Ферганской НГО установлена в юрских, меловых, палеогеновых и неогеновых отложениях. Юрский комплекс сложен терригенными породами. В разрезе выделено 8 продуктивных пластов (XXX-XXIII) в нижнем и среднем отделах. Пласты сложены песчаниками, мощностью от 7-8 м до 30-40 и редко до 100 м (XXV). Пористость 15-27%, проницаемость 100-300 мД. Все пласты встречаются в западной части южной зоны. В восточном направлении нижние пласты выпадают из разреза. На северо-востоке северной зоны, как правило, присутствует лишь пласт XXIII. В юрском комплексе преобладают газовые залежи, встречаются редко – нефтяные.

В меловом комплексе выделяется 11-13 (с X по XXII) продуктивных пластов (5 пластов в нижнем мелу и до 8 в верхнем). Сложены пласты в основном песчаниками, три пласта (XVI, XVII и XVIII) – известняками и один (XII) конгломератами. Коллекторские свойства улучшаются вверх по разрезу. Пористость 4-19%, проницаемость от 1 до 700 мД. Преобладают газовые залежи, встречаются нефтегазовые и нефтяные.

В палеогеновом комплексе выделяется 9 продуктивных горизонтов (пластов) (с I по IX). Чаще всего они сложены известняками, лишь III горизонт сложен песчаниками. Чаще в палеогеновом комплексе распространены нефтяные залежи, в отдельных случаях нефтегазовые и чисто газовые. Среди палеогеновых пластов региональной нефтеносностью отличаются VII и V пласты эоцена.

Неогеновый комплекс терригенный, нефтегазоносен ограничено. Он продуктивен в районе Андиганских складок. Коллекторы песчаники и галечники массагетского и бактрийского ярусов.

Месторождения в Ферганской НГО преобладают антиклинальные, часто нарушенные. По флюидам преобладают нефтяные и газонефтяные. Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные, реже стратиграфически экранированные, есть залежи, запечатанные окисленной нефтью (месторождение Ходжибад). По запасам месторождения мелкие и средние.

В Ферганской НГО выделяют два нефтегазоносных района: Северо-Ферганский и Южно-Ферганский. Перспективным считается Центральный район.

Северо-Ферганский район

Расположен он на сверленном борту впадины. Здесь известно более десятка месторождений. Основные разведанные запасы в палеогене и мелу. Меньшее значение имеет юрский комплекс. Наиболее типичными и относительно более крупными месторождениями здесь являются Майлису IV, Избаскент и Восточный Избаскент.

Месторождение *Майлису IV* расположено на северо-востоке в пределах Майлисуйского выступа, приурочено к брахиантиклинальной структуре размером 3,5x10 км и амплитудой 290-400 м. Продуктивны:

- 1) палеоген – 4 пласта. Залежи нефтяные. Дебиты 20-150 т/с.
- 2) верхний мел – 8 пластов. Залежи газовые и газонефтяные.
- 3) нижний мел – 2 пласта. Залежи газовые.
- 4) юра – 1 пласт. Залежь газовая.

Месторождение *Избаскент* расположено на северо-востоке к западу от Майлису IV. Приурочено к брахиантиклинальной складке размером 1,5x10 км и амплитудой 200-250 м по V пласту палеогена, осложнена складка

широтным взбросом. Продуктивны: палеоген – 4 пласта, залежи нефтяные. Дебиты 0,5-150 т/с. верхний мел – один пласт. Залежь газовая.

Южно-Ферганский район

Здесь известно более 30 месторождений. Основная часть запасов в палеогене (72%), в мелу и неогене по 10% и в юре – 8%. Этот район занимает южную тектоническую зону. Наиболее крупные месторождения: Шарихан-Ходжиабад, Палванташ, Северный Сох.

Месторождение *Шарихан-Ходжиабад* расположено в восточной части южной зоны в 16 км к юго-востоку от г. Анджана. Оно приурочено к двухкупольной складке, осложненной надвигом. Размер складки по горизонтам нижнего мела 10x4,5 км, амплитуда 300-350 м. в палеогене размеры структуры несколько меньше. Продуктивны:

- 1) неоген – залежи нефтяные.
- 2) палеоген – 3 пласта. Залежи нефти, дебиты 3-100 т/с; 1 пласт – залежь газоконденсатная.
- 3) нижний мел – 4 пласта. Залежи газоконденсатные с нефтяной оторочкой.
- 4) юра – 3 пласта. Залежи газоконденсатные.

Месторождение *Северный Сох* расположено в центральной части южной зоны. Приурочено к брахиантиклинали, осложненной двумя куполами. По горизонтам палеогена размеры структуры 1,5x9 км, амплитуда 200-300 м. Продуктивны:

- 1) палеоген – 5 пластов. Залежи нефтяные, газонефтяные и газовые.
- 2) верхний мел – 2 пласта. Залежи газовые.
- 3) нижний мел – 2 пласта. Залежи газовые.
- 4) юра – 2 пласта. Залежи газовые.

Центральный перспективный район

Перспективы района связаны с теми же комплексами. Трудности поисков залежей в этом районе связаны с большими глубинами. В 1976 г. здесь открыто месторождение Гумхана. Залежи нефтяные выявлены в палеоцене, олигоцене и миоцене.

Перспективы Ферганской НГО в целом связаны с доразведкой уже известных месторождений (особенно юрских и меловых отложений), с поисками залежей в центральной зоне, а также с поисками литологически и стратиграфически экранированных залежей в палеогеновых и меловых комплексах, особенно на южном борту впадины. Здесь перспективными являются поднадвиговые структуры, выявленные сейсморазведкой.

Определенные перспективы в последние годы некоторые исследователи (М.Н. Исламов) связывают в южной зоне с триасовыми и верхнепермскими отложениями.

Афгано-Таджикская (Сурхан-Вахшская) нефтегазоносная область

Эта нефтегазоносная область приурочена к одноименной межгорной впадине в пределах Тянь-Шань-Памирского эпиплатформенного орогена. Впадина ограничена хребтами Гиссара и Зеравшана с севера, хребтами Дарваза с востока и отрогами Гиссара с запада. Южное ограничение в Афганистане – Северо-Афганский выступ, а на юго-востоке – Гиндукуш.

Северная часть области расположена в основном на территории Таджикистана и частично Узбекистана, южная в северном Афганистане. Площадь области около 70 тыс.км².

Геолого-поисковые работы на нефть и газ начаты в северной части области в 30-е годы прошлого века. Первые геофизические исследования начаты в 1934 году. Планомерные геолого-геофизические работы начаты в 1959 г. Изученность основными видами региональных работ не высокая.

Поисковое бурение начато в 1933 г, а уже в 1934 г. открыто первое промышленное месторождение Хаудаг (Сурхандарьинская мегасинклиналь)

с залежами в палеогене. Позже в палеогеновых отложениях были открыты месторождения: Уч-Кызыл, Кокайты, Кызыл-Тумшук и др. в 60-е годы установлена нефтегазоносность меловых и юрских отложений на севере области в Душанбинском прогибе и подсолевых верхнеюрских пород на западе в пределах юго-западного Гиссара. В конце 70-х начале 80-х годов установлена нефтегазоносность Кулябского синклиория.

К началу 80-х годов прошлого века общий объем бурения в северной части области составил 1,3 млн. погонных метров, средняя плотность бурения 18,5 м/ км². Но распределено бурение по площади очень неравномерно. Наибольший объем бурения сосредоточен в Душанбинском, Вахшском, Сурхандарьинском прогибах. Наиболее изучены в разрезе палеогеновые отложения, в Душанбинском прогибе кроме того меловые и юрские отложения. Подсолевые юрские изучены и в юго-западном Гиссаре. К началу 90-х годов в северной части области на территории в основном Таджикистана известно около 30 месторождений, в основном мелких.

Тектоническое строение

Как и Ферганская НГО, Афгано-Таджикская связана с межгорной впадиной эпиплатформенного орогена. До олигоцена она вместе с юго-западными отрогами Гиссара и Амударьинской синеклизой представляла единую эпигерцинскую платформу.

В послеолигоценовое время здесь сформировалась межгорная впадина ограниченная хребтами.

Современная структура области обусловлена складчато-глыбовым строением палеозойского фундамента и наличием многочисленных разломов, неоднократно активизировавшихся. Наибольшая активизация наблюдалась как и в Ферганской области в альпийское время.

В современном структурном плане в северной части области выделяются ряд крупных положительных и отрицательных элементов,

преимущественно субмеридиального простирания. С запада на восток выделяются следующие элементы: мегаантиклиналь юго-западного Гиссара (с Байсунским прогибом), Сурхандарьинская мегасинклиналь (синклинорий), Кафирниганская мегаантиклиналь (антиклинорий), Вахшская мегасинклиналь, Обигармская мегаантиклиналь, Кулябская мегасинклиналь. Эти тектонические элементы продолжают на юг на территорию Афганистана, изменяя простирание с север-северо-восточного на северо-западное. Так, Сурхандарьинская мегасинклиналь находит свое продолжение в Мазаришерифском прогибе. Особняком на севере области выделяется Предгиссарский (Душанбинский) прогиб субширотного простирания.

Мегаантиклиналь юго-западного Гиссара представляет собой положительную неотектоническую структуру, соответствующую крупному поднятию фундамента, ступенчато погружающегося к юго-западу. На северо-западе мегаантиклиналь ограничена Бешкентским прогибом, а на юго-востоке Сурхандарьинской мегасинклиналью. На юго-востоке мегаантиклиналь юго-западного Гиссара осложнена Байсунским прогибом. Структуры развитые в пределах мегаантиклинали имеют преимущественно северо-восточное простирание.

Сурхандарьинская мегасинклиналь характеризуется мощным разрезом (3 км и более) неоген-четвертичных отложений. Здесь развиты структуры двух типов. Одни линейно-вытянутые (15-25 км), узкие (3-4 км), другие (в западной части) характеризуются незначительным превышением длины над шириной и более простым строением.

Кафирниганская мегаантиклиналь характеризуется приподнятым залеганием меловых и палеогеновых отложений. На севере развиты крупные (до 100 км), нарушенные складки, с запрокинутыми крыльями, иногда имеющие чешуйчатое строение. На юге они менее сложные и более мелкие (до 30 км).

Вахшская мегасинклиналь выполнена мощной толщей неоген-четвертичной молассы (2,5-3 км). Здесь развиты узкие и асимметричные структуры.

Обигармская мегаантиклиналь осложнена линейными структурами, сложенными на севере меловыми, а на юге и палеогеновыми отложениями и осложненными многочисленными нарушениями. На юге структуры более простые и менее крупные.

Кулябская мегасинклиналь отличается значительными размерами и максимальной мощностью неоген-четвертичных отложений (на юге 6-7 км). Здесь интенсивно проявилась соляная тектоника (на поверхности обнажаются соляные купола Ходжа-Муньи, Ходжа-Сартис и др.). Предполагается, что корни соляных структур связаны с верхнеюрскими толщами. Локальные структуры здесь протяженные (десятки км), узкие (3-5 км), резко выраженные (углы по неогену 60-80⁰), осложненные надвигами. На юге структуры менее нарушенные.

Душанбинский прогиб выделяется на севере перед Гиссаром, ограничен разломами. Степень дислоцированности мезозойских и палеогеновых отложений уменьшается от периферии к центру. Локальные структуры слабонарушенные.

Таким образом, мегаантиклинали дислоцированы более интенсивно, они образованы пучками тесно сближенных узких протяженных складок, нарушенных преимущественно продольными разрывами (чаще надвигами). На севере в сводах структур на поверхность выходят эродированные меловые и юрские породы. В южном направлении наблюдается общее погружение пород и на поверхности развиты палеогеновые и даже неогеновые породы. Для мегасинклиналей характерно более спокойное строение, меньшая нарушенность особенно в центральных частях. Складки часто образуют линейные зоны с кулисообразным расположением структур. В Кулябской мегасинклинали развиты соляные структуры открытого и закрытого типа.

Характеристика разреза

Палеозойские породы, образующие складчатый фундамент выходят на поверхность в горном обрамлении и сложены кварцитами, известняками, метаморфическими сланцами, эффузивами и интрузивами. Мощность несколько км, глубина в пределах области 7-14 км. Слагающие нефтегазоносную область отложения мезо-кайнозоя сходны по тектоническому режиму осадконакопления с Ферганской областью, поэтому здесь выделяются те же структурно-формационные комплексы. Общая же мощность мезо-кайнозойского комплекса здесь несколько больше. Отличием является развитие солей в верхней юре. Триасовые отложения изучены слабо. Сложены они терригенными, часто угленосными породами, сланцами. Мощность 0-70 м.

Нижне-среднеюрские отложения до батского яруса включительно чаще всего несогласно перекрывают фундамент и сложены в основном континентальными угленосными терригенными толщами и лишь верхняя часть этого интервала разреза представлена прибрежно-морскими песчано-глинистыми отложениями с линзами ракушняков. Мощность в среднем 550-600 м.

Келловейский ярус и верхнеюрские отложения сложены карбонатными, песчано-глинистыми и соленосными отложениями. Соленосные отложения – это гуардакская свита (верхняя часть оксфордского- низы титонского яруса) сложена каменной солью, ангидритами с прослоями мергелей. Мощность ее достигает 1250 м. На крайнем востоке она замещается песчано-глинистой толщей мощностью до 800 м, в восточной части Душанбинского прогиба она выклинивается. Подстилающие соленосную толщу келловей-оксфордские породы сложены карбонатами (в том числе рифовыми), глинисто-карбонатными и песчано-глинистыми отложениями мощностью от нескольких десятков метров на

севере до 800 м (на крайнем востоке), где развиты преимущественно терригенные породы.

Нижнемеловые отложения сложены преимущественно терригенными породами красноцветными, пестроцветными от аргиллитов до конгломератов с прослоями гипсов, в западных районах с прослоями известняков. Мощность 600-1500 м.

Верхнемеловые отложения сложены преимущественно морскими терригенными и карбонатными породами. Роль карбонатов увеличивается с запада на восток. Особенно они характерны для туронско-маастрихского интервала разреза. Мощность 950-1850 м.

Палеоцен-среднеолигоценовая часть палеогена сложена песчано-глинистыми, карбонатными породами, есть прослои гипсов, гравелитов. Мощность 1100-1350 м.

Верхний олигоцен-миоцен (массагетский ярус) сложены континентальной песчано-глинистой толщей с конгломератами. В нижней части этого интервала на западе развиты известняки и мергели. Мощность средняя 3700 м.

Плиоцен (бактрийский ярус) представлен песчано-глинисто-конгломератовой толщей мощностью от 250 м (юго-западный Гиссар) до 5 км.

Четвертичные отложения – аллювиально-пролювиальные галечники, пески, суглинки. Мощность до 1 км.

Приведенные мощности, особенно палеоген-неогеновых отложений характерны для прогибов и мегасинклиналей.

Нефтегазоносность

К настоящему времени залежи нефти и газа установлены по разрезу от юрских до палеогеновых отложений. Разными авторами выделяется различное количество региональных нефтегазоносных комплексов от 4 до 8 (Ермолкин, 1998). В палеогеновых горизонтах (пластах) преобладают

нефтяные залежи, встречаются нефтегазовые и газовые. В юрских и меловых преимущественно газовые.

В разрезе Афгано-Таджикской НГО выделяются следующие нефтегазоносные комплексы.

Верхнеюрский – карбонатно-галогенно-сульфатный. Коллекторы известняки трещиноватые, кавернозно-поровые келловей-оксфордского возраста. Покрышка – сульфатно-галогенная – гуардакская свита. Мощность коллекторов 50-100 м. Дебиты газа до 700-800 тыс.м³/с. Месторождения Адамташ, Андыген, Комсомольское.

Нижнемеловой НГК. По последним данным в нем выделяют три самостоятельных комплекса: неокомский – глинисто-песчаный, апт-нижнеальбский – песчаный и альбский – карбонатно-терригенный. Коллекторы в нижнем мелу песчаники, реже известняки. Покрышками служат глинистые пачки, иногда с сульфатами. Месторождения: Комсомольское, Андыген и др.

Верхнемеловой НГК. В нем выделяют иногда как самостоятельные комплексы: сеноман-нижнетуронский карбонатно-терригенный с глинистой покрышкой и турон-сенонский карбонатно-терригенный с карбонатно-сульфатной покрышкой. Месторождения Кызыл-Тумшук, Комсомольское, Ляль-Микар и др.

Палеогеновый НГК. Его иногда разделяют на два самостоятельных комплекса. Верхний палеоцен-нижний эоцен карбонатный и эоцен-олигоценый терригенный. Покрышка глинистая.

Продуктивен палеогеновый комплекс практически везде, кроме юго-западного Гиссара.

В Афгано-Таджикской НГО месторождения преобладают антиклинальные, часто нарушенные. Залежи пластовые сводовые, в том числе нарушенные, тектонически экранированные, реже массивные.

По особенностям строения и нефтегазоносности выделяют самостоятельные нефтегазоносные районы: Юго-западно Гиссарский, Душанбинский преимущественно газоносные, Сурханский, Вахшский и Кулябский нефтегазоносные.

Юго-западно Гиссарский газоносный район

Соответствует мегаантиклинорию юго-западного Гиссара и Байсунскому прогибу и располагается на западе области. Основные залежи газа здесь выявлены в подсолевых верхнеюрских отложениях. Залежи массивные и сводовые. Месторождения по запасам небольшие: Адамташ, Гумбулакское, Кошкудукское и др. Всего известно 6 месторождений (2003 г.). На одном месторождении кроме верхней юры продуктивен готеривский ярус нижнего мела. Из XIV горизонта нижнего мела дебит газа до 70 тыс.м³/с, из верхнеюрского горизонта (XV) дебит до 2,4 млн.м³/с.

Сурханский нефтегазоносный район

Соответствует Сурхандарьинской мегасинклинали. Основные залежи нефти в карбонатных породах палеогена, есть залежи в терригенных коллекторах палеогена и мела. Месторождения многопластовые. Всего выявлено 10 месторождений (2003 г.) преобладают нефтяные (9). Наиболее типичные: Хау-Даг, Уч-Кызыл, Кокайты, Ляль-Микар.

Месторождение *Кокайты* приурочено к брахиантиклинальной складке, осложненной взбросом. По кровле II горизонта палеоцена размер структуры 0,7х9 км. Продуктивны I, II и III горизонты палеоцена. Залежи нефтяные. Дебиты нефти начальные 20-50 т/с.

Месторождение *Ляль-Микар* связано с антиклиналью сундучного типа. По кровле II горизонта палеоцена размер структуры 0,75х9 км. Залежи нефтяные, газонефтяные и газовые. В палеогене 7 продуктивных горизонтов.

В верхнем мелу 3 горизонта. Дебиты нефти начальные 20-43 т/с, газа из залежей в верхнем мелу от 20 до 378 тыс.м³/с.

Вахшский нефтегазоносный район

Соответствует одноименной мегасинклинали. Основные начальные запасы углеводородов сосредоточены в палеогене (85%) и верхнем мелу (15%). Месторождения небольшие: Кызыл Тумшук, Акбаш-Адыр, Кичик-Бель.

Месторождение *Кичик-Бель* приурочено к куполовидной складке, размер которой по II горизонту палеогена 1,7х2,5 км. Залежи нефти в палеоцене в I, II и III горизонтах. Дебиты нефти начальные 50-150 т/с.

Душанбинский газоносный район

Соответствует одноименному прогибу на севере области. Разведаны запасы газа в палеогене, мелу, юре. Основные месторождения: Комсомольское, Шаамбары, Адыген.

Месторождение *Комсомольское* приурочено к брахиантиклинальной складке субширотного простирания. Размер 6х1 км. Складка осложнена несколькими нарушениями. Залежи газа установлены: в палеоцене в известняках I горизонта. Дебиты начальные более 100 тыс.м³/с, в песчаниках и известняках турон-сеномана с эффективной мощностью 16-30 м. дебиты начальные 480 тыс.м³/с, в песчаниках альба-готерива в трех горизонтах. Дебиты газа до 275 тыс.м³/с, в известняках XV горизонта келловой-оксфорда. Дебиты газа до 230 тыс.м³/с. Основные залежи по запасам в меловых и юрских отложениях.

Кулябский нефтегазоносный район

Он соответствует Кулябской мегасинклинали и находится в восточной части области. В районе известно 4 месторождения. Приурочены они к

нарушенным антиклиналям. Продуктивны палеоцен, олигоцен. Залежи нефтяные, газонефтяные и газовые.

Месторождение *Бештеняк*. Приурочено к крупной, узкой антиклинальной складке северо-восточного простирания. Северо-западное крыло нарушено сбросом, продуктивны палеоцен, олигоцен. В палеоцене залежь газонефтяная. Коллекторы известняки. Мощность их 120 м. Залежь массивная, тектонически экранированная высотой 390 м. Дебиты нефти 10-220 т/с, газа 10-115 тыс.м³/с. В олигоцене залежь нефтяная.

Месторождение *Ходжа-Сартис* приурочено к соляному куполу. Залежь газа в палеоцене. Дебиты до 340 тыс.м³/с.

Перспективы Афгано-Таджикской НГО в ее северной части связаны прежде всего с доразведкой меловых и юрских отложений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Каламкарров Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран. Изд-во «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. Губкина, 2003. 560 с.
2. Нефтяные и газовые месторождения СССР. Справочник в двух книгах. – М.: «Недра», 1987. 358 с. 303 с.
3. Клещев К.А. и др. Нефтегазность России. ВНИГНИ, 1997. 123 с.
4. Алиев И.М. и др. Нефтегазоносные провинции СССР. Справочник. М. - Изд-во «Недра», 1983. 270 с.
5. Справочник по стратиграфии нефтегазоносных провинций СССР. М. - Изд-во «Недра», 1987. 335 с.
6. Газовые месторождения СССР. Ред. В.Г. Васильев. Справочник. – М.: «Недра», 1968. 686 с.
7. Газовые и газоконденсатные месторождения. Справочник (ред. В.Г. Васильев). – М.: «Недра», 1968. 763 с.

Периодические издания:

1. Нефть России. Аналитический журнал. 2008-2011 гг.
2. Геология нефти и газа. 2000-2010 гг.