

УДК 553.98(470.1+470.4/.5+261.45+262.81)

Окнова Н.С.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

ЗОНЫ КОНЦЕНТРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ СУШИ И АКВАТОРИЙ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНАХ ОКРАИН ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ (БАРЕНЦЕВО-КАСПИЙСКИЙ ПОЯС НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ)

На окраинах Восточно-Европейской платформы расположены Тимано-Печорская, Волго-Уральская и Прикаспийская нефтегазоносные провинции и прилегающие с севера и юга Баренцево-Карская и Северо-Каспийская нефтегазоносные провинции. Баренцево-Каспийский пояс нефтегазоносности является одним из богатейших поясов нефтегазоносности в мире. Рассмотрение геодинамики, палеогеографии, размещения неантиклинальных ловушек, зон выклинивания коллекторов на окраинах Восточно-Европейской платформы позволило сделать выводы о зонах концентрации углеводородов суши и акваторий на нефтегазоносных бассейнах Баренцево-Прикаспийского пояса нефтегазоносности.

Ключевые слова: *Баренцево-Каспийский пояс нефтегазоносности, геодинамика, палеогеография, неантиклинальные ловушки, зоны выклинивания.*

На окраинах Восточно-Европейской платформы расположен Баренцево-Каспийский пояс нефтегазоносности, названный В.Е. Хаиным крупнейшим поясом нефтегазоносности мира [Хаин, 2000]. Этот углеводородный нефтегазоносный пояс включает Тимано-Печорскую, Волго-Уральскую и Прикаспийскую провинции и прилегающие с севера и юга Баренцево-Карскую и Прикаспийскую провинции (рис. 1). Особенности геодинамики региона, палеогеографии, размещения неантиклинальных ловушек, зон выклинивания коллекторов позволяет определить направление концентрации углеводородов в нефтегазоносных бассейнах окраин Восточно-Европейской платформы.

Геодинамическая обстановка Восточно-Европейской платформы

В геологическом развитии окраин Восточно-Европейской платформы можно проследить четыре геодинамических этапа: байкальский, каледонский, герцинский и альпийский [Храмов, Окнова, 2007].

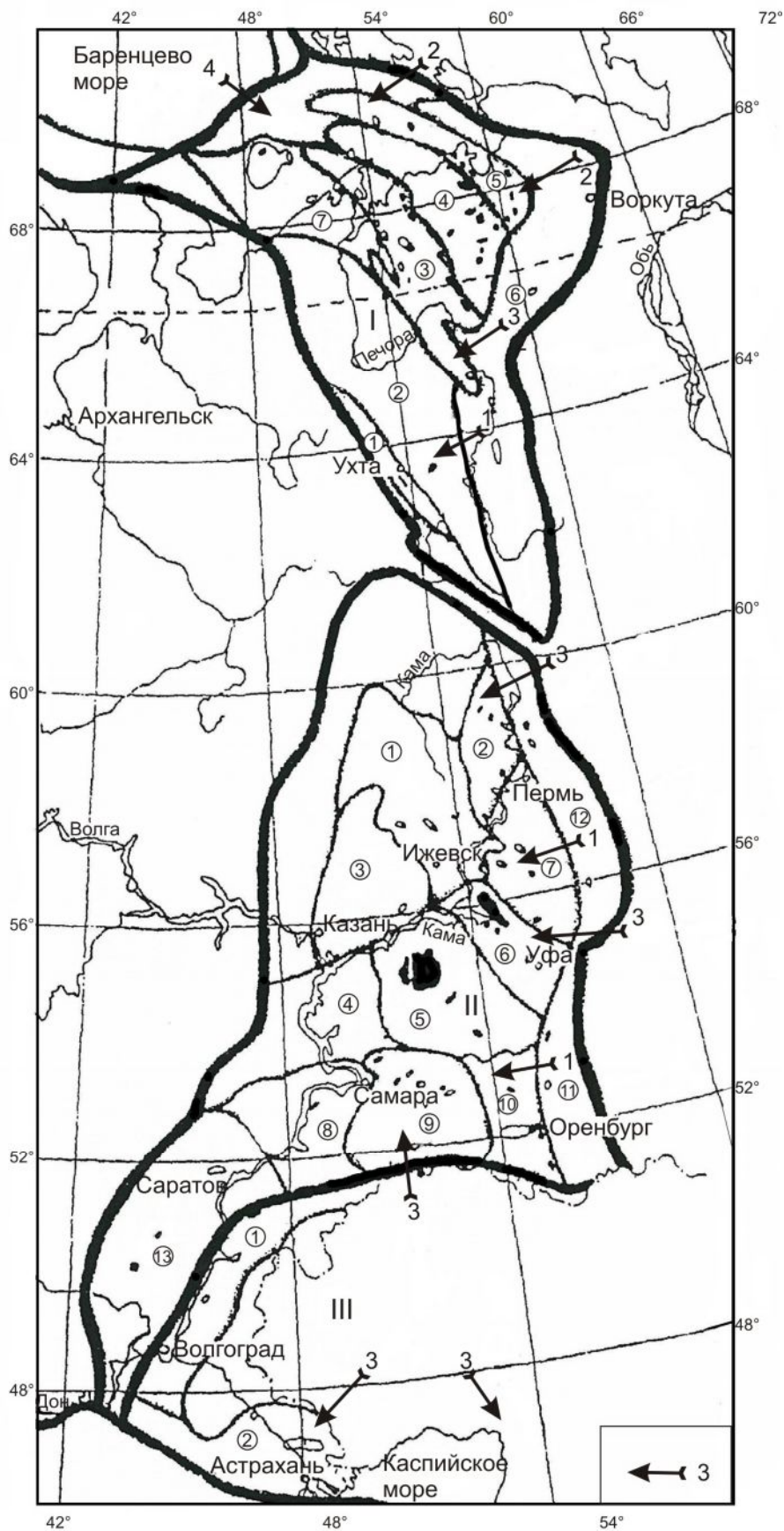


Рис. 1. Схема восточных окраин Восточно-Европейской платформы

Условные обозначения к рис. 1.

1 - Тимано-Печорская провинция. Цифры в кружках: 1 – Тиманская НГО, 2 – Ижма-Печорская НГО, 3 – Печоро-Колвинская НГО, 4 – Хорейверская НГО, 5 – Варандей-Адзьвинская НГО, 6 - Северо-Предуральская НГО, 7 – Малоземельско-Колгуевский самостоятельный нефтегазоносный район. II - Волго-Уральская провинция. Цифры в кружках: 1 - Верхнекамская НО, 2 - Прикамская НО, 3 - Северо-Татарская НО, 4 - Мелекесская НО, 5 - Южно-Татарская НО, 6 - Уфимская НО, 7 - Пермско-Башкирская НО, 8 - Средневожская НО, 9 - Бузулукская НГО, 10 - Оренбургская ГНО, 11 - Южно-Предуральская ГНО, 12 - Средне-Предуральская НГО, 13 - Нижне-Волжская НГО. III – Прикаспийская провинция. Цифры в кружках: 1 - Волгоградско-Карачаганакская ГНО, 2 - Астраханско-Калмыкская ГНО. Региональное направление миграции углеводородов показано стрелками: 1 - байкальский этап, 2 - каледонский этап, 3 - герцинский этап, 4 - альпийский этап.

В байкальский этап, в докембрии, Восточно-Европейская платформа омывалась водами Палеоазиатского океана. Баренция отделялась от Восточно-Европейской платформы. В конце докембрия, к раннему кембрию, океан замкнулся, и к Восточно-Европейской платформе, в результате коллизии Тиманского складчатого сооружения, причленился малый континент Баренция [Зоненшайн, Кузьмин, Натапов, 1990], в южной части которого расположен Тимано-Печорский бассейн. При этом в байкальском этапе региональная миграция углеводородов, по нашему мнению, осуществлялась в Тимано-Печорскую и Волго-Уральскую провинции со стороны Палеоазиатского океана.

Каледонский этап связан с существованием и развитием Палео-Атлантического океана Япетус, на дальней периферии которого располагался современный Тимано-Печорской бассейн. Закрытие палеоокеана Япетус и формирование каледонид на Северо-Западе Скандинавии и архипелаге Шпицберген произошло в раннем девоне. Восточно-Европейская плита сомкнулась с Американской и возник единый материк Еврамерика. Территория Восточно-Европейской плиты подверглась максимальному осушению, которое коснулось и Тимано-Печорского бассейна: Большеземельский палеосвод полностью вышел на поверхность. Нефтепроизводящими были силурийские углеродсодержащие отложения. Состав нефтей этого очага резко отличается от более молодых нефтей. Ангидрит-доломитовая пачка служила флюидоупором с низкими экранирующими свойствами. Региональной покрывкой была тиманско-саргаевская, и там, где она непосредственно залегает на карбонатной пачке, наблюдается максимальная продуктивность. Миграция углеводородов рассматриваемой территории происходила с северо-востока [Справочник по геохимии..., 1998].

Герцинский этап изучен более подробно. Это было время развития Уральского палеоокеана и существования континентальных окраин на территории Тимано-Печорского бассейна. Раскрытие Уральского палеоокеана (Красноморская стадия) относится к каледонскому времени и произошло в ордовике. В среднедевонско-

нижнефранское время на территории Тимано-Печорского бассейна сформировалась зрелая пассивная континентальная окраина (Атлантическая стадия). Максимум трансгрессии палеоокеан достиг в позднем фране, когда формировались доманиковые отложения. Доманикиты откладывались на огромной площади (более 700 тыс. км), в Тимано-Печорской, Волго-Уральской и Прикаспийской провинциях. Миграция углеводородов поступали с северо-востока [Дьяков, 1988; Справочник по геохимии..., 1998; Окнова, 1999]. В доманиково-турнейское время происходит постепенное сокращение палеоокеана, на окраине которого формировались рифовые системы. Волго-Уральская и российская часть Прикаспийской провинции составляли западную прибрежную часть Уральского палеоокеана. На развитие Прикаспийской впадины большое влияние оказывал также океан Палеотетис. Происходило обрушение пассивной континентальной окраины с образованием ступенчатых сбросов. По-видимому, рифт был заложен в среднем девоне, в центральной части Прикаспийской впадины. Согласно новым сейсмическим данным центральная часть впадины лишена гранитного слоя, здесь наблюдается "базальтовое окно". К северо-западному окончанию рифта относится Припятско-Донецкий авлакоген, расколовший Сарматский щит на Воронежский и Украинский массивы.

В девоне на территории Волго-Уральской области в акватории были развиты островные поднятия, образывавшие архипелаг. В позднем девоне и карбоне развитие океана, по-видимому, достигло уже Тихоокеанской стадии. По его окраине были развиты островные дуги (Магнитогорская, Урал-Тау), а на территории островов были развиты рифовые системы. На юге кряж Карпинского превратил Прикаспийский бассейн в замкнутую впадину, по краям которой возникли протяженные рифовые системы с многочисленными месторождениями углеводородов, покрывками для которых служили соли. Прикаспийский бассейн окружен разновозрастными пассивными континентальными палеоокраинами, развитыми по периферии Центрально-Каспийского океанического рифта. В течение герцинского цикла очаг генерации углеводородов для Прикаспийской впадины располагался в районе прибрежной части палеоокеана Палеотетис.

В средневизейское время по геофизическим данным также выделяются аномалии сейсмозаписи, трактуемые как рифоподобные. Происходит постепенное сокращение бассейна седиментации (Средиземноморская стадия). В ранней перми началось постепенное закрытие океана в результате столкновения островных дуг с окраиной Восточно-Европейской платформой. На востоке образовалось Уральское складчатое сооружение, и образовался континент Лавразия.

На альпийском этапе Тимано-Печорский бассейн входит в систему Арктических нефтегазоносных бассейнов. Характерной чертой коллизионной стадии развития Печорского моря является кардинальное изменение направления наклона его регионального палеосклона в общем с восточного на северо-западное. Это нашло отражение и в изменении региональных наклонов дна бассейна седиментации. На альпийском этапе очаг генерации углеводородов переместился на северо-запад, в область Южно-Баренцевской впадины. Основной нефтегазоматеринской толщей стали баженины, а региональная миграция углеводородов происходила с северо-запада [Справочник по геохимии..., 1998; Окнова, 1999; Храмов, Окнова, 2007].

Приведенное краткое рассмотрение основных черт геодинамического Баренцево-Каспийского пояса нефтегазонакопления позволяет сделать некоторые выводы относительно основных особенностей в нем процессов нефтегазогенерации и миграции углеводородов. В пределах этого пояса были широко развиты континентальные окраины, являющиеся основными областями нефтеобразования и нефтегазонакопления [Хаин, Соколов, 1984]. В палеозое основными нефтегенерирующими отложениями были доманикиты. В мезозое основные нефтегазогенерирующие комплексы формировались в отложениях, идентичных баженовской свите, в Южно-Баренцевоморской впадине. В Волго-Уральской области в конце герцинского этапа нефтегазогенерации, в отличие от Тимано-Печорской провинции, возникло Уральское складчатое сооружение. В Прикаспийской впадине альпийский этап происходил в пределах бассейна в средней части Каспийского моря, в Северо-Кавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинции.

Литолого-палеогеографическая обстановка в среднедевонско-раннефранское время на окраинах Восточно-Европейской платформы

Среднедевонско-нижнефранский терригенный нефтегазоносный комплекс является основным продуктивным комплексом на востоке Восточно-Европейской платформы.

В Тимано-Печорской провинции девонский терригенный комплекс разделяется на два подкомплекса. Первый подкомплекс охватывает средний девон и яранский горизонт верхнего девона, второй – джьерский, тиманский и саргаевский горизонты франского яруса [Нефтегазоносность северо-западного..., 2009]. Для девонского терригенного комплекса отмечены региональные закономерности в изменениях отложений: увеличение мощностей, уменьшение зернистости и повышение содержания морских карбонатных и глинистых отложений в сторону Уральского палеоокеана [Окнова, 1998]. В западном направлении мощности комплекса уменьшаются вплоть до полного выклинивания и образования извилистой неровной береговой линии.

На севере, в Печоро-Колвинской нефтегазоносной провинции, основной снос терригенного материала был направлен с северо-запада на юго-восток и осуществлялся стоковыми течениями вниз по региональному палеосклону. Трансгрессии сменялись регрессиями, к морям примыкали обширные прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем. На возникавших наземных прибрежных равнинах появлялась сеть меандрирующих рек.

В Тиманской нефтегазоносной области (НГО) основным источником сноса было Тиманское поднятие, с которого поступал мономинеральный кварцевый материал. При картировании динамических индексов условий осадконакопления, снятых с динамогенетической диаграммы Г.Ф. Рожкова [Рожков, 1984], была выявлена сеть донных течений, слабых и сильных речных течений, застойных условий седиментации. После анализа имеющегося материала было показано существование палеодельты и получена относительно детальная реконструкция ее веерообразной формы, сильно выдвинутой в море, в Ижма-Печорской НГО. Общая протяженность палеодельты с запада на восток составляет примерно 100 км, а в меридиональном направлении с севера на юг – около 150 км. Палеодельта была сформирована крупной рекой с большим водосборным бассейном. В северной части Тиманского поднятия (в районе р. Белой) В.А. Гроссгеймом была зафиксирована косая слоистость речного типа, ориентированная в южном направлении. Общее понижение гранулометрического уровня осадков среднего девона указывает на снос обломочного материала в юго-восточном направлении. В этом направлении отложения гравелитов сменяются крупнозернистыми, а затем и мелкозернистыми песчаниками. Палеоречная система дренировала практически весь восточный склон Тиманской палеосуши. Б.А. Яцкевичем (1984) на Тимане обнаружено существование глубоких врезов, по которым мигрировали протоки палеореки.

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция [Карта размещения..., 1978; Окнова, 2004а, б, 2010] в девоне представляла собой окраинное море, в акватории которого были развиты островные поднятия, образывавшие архипелаг. Между островами наблюдались некомпенсированные прогибания (Камско-Кинельская система прогибов) (рис. 2). В океанической части уже в девоне были развиты отдельные острова, а затем островные дуги.

В эйфельском ярусе развиты в основном койвенский и бийский горизонты. Койвенский встречается в крайних восточных и юго-восточных районах. Внизу он представлен пачкой гравийных разнозернистых кварцевых песчаников, в западном направлении он выклинивается.

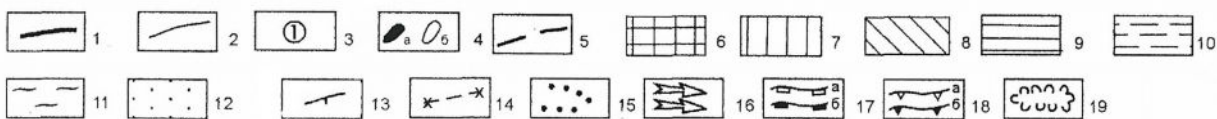
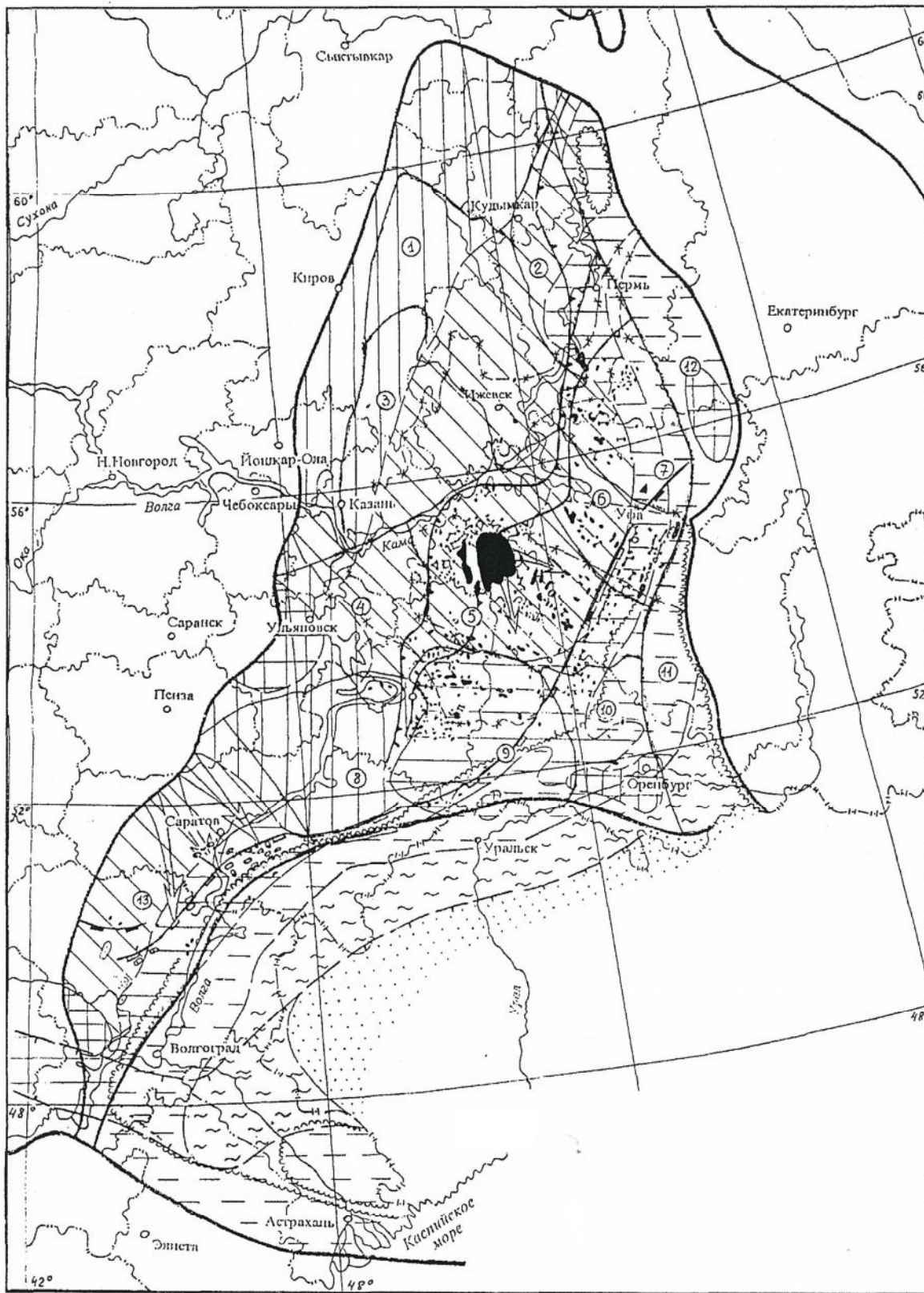


Рис. 2. Палеогеографическая схема среднедевонско-нижнефранских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

Условные обозначения к рис. 2.

1 - границы нефтегазоносной провинции; 2 - границы нефтегазоносных областей; 3 – номер в кружке - нефтегазоносная область: 1 - Верхнекамская НО, 2 - Прикамская НО, 3 - Северо-Татарская НО, 4 - Мелекесская НО, 5 - Южно-Татарская НО, 6 - Уфимская НО, 7 - Пермско-Башкирская НО, 8 - Средневожская НО, 9 - Бузулукская НГО, 10 - Оренбургская ГНО, 11-Южно-Предуральская ГНО, 12 - Средне-Предуральская НГО, 13 - Нижне-Волжская НГО; 4 – месторождения: а - нефти, б – газа; 5 - границы литолого-фациальных зон; 6 - равнина холмистая, островная суша; 7 - равнина низменная, аккумулятивная; 8 - прибрежная равнина, заливавшаяся морем; 9 - море, мелкая часть шельфа; 10 - море, глубокая часть шельфа; 11 - море, батиметрическая область; 12 - «базальтовое окно», океаническая кора; 13 - граница рифта; 14 - граница Камско-Кинельской системы прогибов; 15 - границы размытов; 16 - дельтовые системы; 17 - границы зоны распространения тектонически экранированных ловушек: а - среднедевонских, б – нижнефранских; 18 - региональные зоны выклинивания: а - среднедевонские, б – нижнефранские; 19 - галогенные покровы.

Живетский ярус представлен песчаниками, алевролитами и глинами с маломощными прослоями мергелей и известняков, разделяется на афонинский и старооскольский горизонты. Афонинский горизонт развит в Бузулукской впадине и сложен известняками, согласно залегающими на бийских карбонатных породах, мощностью до 10-30 м. Старооскольские отложения развиты на Южно-Татарском своде. В Бузулукской впадине в них выделяются муллинские, ардатовские и воробьевские слои мощностью до 100 м.

Поздний отдел девона начинается отложениями франского яруса, который разделяется на нижний и верхний подъярусы, из которых нижний - в основном терригенный (пашийский и тиманский горизонты). Мощность пашийско-тиманских отложений изменчива и достигает 1000 м. В южной части Жигулевско-Пугачевского свода и на отдельных участках Средне- и Нижневожской НГО терригенные отложения размыты.

Пашийский горизонт отсутствует западнее линии Кудымкар-Ульяновск и на отдельных участках к востоку от этой линии. На севере Верхнекамской впадины развиты пестроцветные кварцевые песчаники мощностью до 55 м, а на юге - светло-серые песчаники и алевролиты. В направлении к Северо-Татарскому своду горизонт выклинивается. На Южно-Татарском своде мощность пашийских отложений составляет 50-60 м, наиболее полно развиты они на Ромашкинском месторождении. В пашийских отложениях Ромашкинского месторождения на основании дробного гранулометрического анализа с применением динамо-генетической диаграммы Г.Ф. Рожкова [Методы палеогеографических..., 1984] были установлены переходные фации от морских к континентальным и выявлены дельтовые отложения. На юге Оренбургской НГО наблюдаются резкие перепады мощностей пашийско-тиманских отложений от 30-50 м до нулевых значений. Это, по-видимому, объясняется существованием островных поднятий – местных областей сноса, с которых поступал дополнительный обломочный материал.

Тиманский горизонт распространен не везде: он отсутствует по западным окраинам Мелекесской впадины и на северо-западной окраине Жигулевско-Пугачевского свода. Представлен карбонатно-глинистыми породами с прослоями известняков общей мощностью в несколько десятков метров. К югу мощность сокращается до 550 м. Наиболее полные разрезы приурочены к центральной части Южно-Татарского свода. В западной части провинции, в Нижневолжской НГО, широко развиты дельтовые обстановки осадконакопления. Очертания дельты менялись с течением времени, но общее направление рукавов палеodelты было юго-восточное, вдоль Волжской моноклинали к центральной части Прикаспийского бассейна [Гроссейм, Окнова, Рожков, 1980]. В восточной части провинции условия осадконакопления отличались большей мористостью, здесь преобладали прибрежно-морские отложения. Снос терригенного материала осуществлялся с северо-запада, с Русской платформы и с островных поднятий. Поскольку размывались и переотлагались породы фундамента, материал поступал кварцевый, в процессе переноса он приобретал хорошую отсортированность и, соответственно, высокие коллекторские свойства.

В *Прикаспийской нефтегазоносной провинции* [Белонин и др., 2002, 2004а, б] в девонско-раннепермское время рассматриваемая территория северного борта Прикаспийской впадины представляла собой пассивную окраину Восточно-Европейской плиты. По данным сейсморазведки, в центральной части Прикаспийской впадины в среднедевонское время сформировался рифт, в связи с чем в среднем и позднем палеозое происходило активное обрушение окраины Восточно-Европейского континента и формирование уступов и ступеней. Основным уступом был нижнепермский, который служит границей между внешней и внутренней бортовыми зонами Прикаспийской впадины. Во внешней бортовой зоне основным нефтегазоносным комплексом является среднедевонско-нижнефранский терригенно-карбонатный комплекс. Он включает отложения эйфельского, живетского ярусов среднего девона и нижнефранского подъяруса верхнего девона. Но строение разреза, мощности отложений, литолого-палеогеографические условия образования различны.

Во внешней северной прибортовой зоне Прикаспийской впадины отложения среднедевонско-нижнефранского комплекса принципиально отличаются от более северных областей, они образуют особую банково-терригенную формацию [Королюк, Щекотова, 1995]. Банково-терригенная формация разделяется на две толщи – нижнюю карбонатную (эйфельскую) и верхнюю карбонатно-терригенную (живетско-нижнефранскую). Банково-терригенная формация распространена, в основном, в пределах Камелик-Чаганской зоны.

Камелик-Чаганская структурная зона расположена на юго-восточной окраине Восточно-Европейской плиты, в зоне сочленения Волго-Камской антеклизы и Прикаспийской впадины. На Восточно-Оренбургском и на южных склонах Пугачевского и Саратовского сводов также распространена банково-терригенная формация. На Соль-Илецком своде банково-терригенная формация отсутствует вследствие размыва. Севернее банково-терригенная формация замещается сероцветными песчано-глинистыми морскими отложениями. Западнее регионального разлома, ограничивающего Саратовскую зону, банково-терригенная формация замещается известняками и дельтовыми отложениями.

Мощность банково-терригенной формации колеблется от 200 до 700 м, причем наблюдается общее увеличение толщины к югу. На значительной части территории формация представлена в полном объеме и включает отложения от койвенского до тиманского горизонтов, причем с юга на север наблюдается выклинивание отложений этих горизонтов.

Банково-терригенная формация в северной внешней прибортовой зоне Прикаспийской впадины нефтегазоносна. Она содержит значительную часть запасов углеводородов Оренбургской области. Важнейшими факторами являются существенная роль органогенных построек, наличие локальных, зональных покровов и перекрытие региональной саргаевской покровкой. Основным структурным фактором, определяющим распределение фаций в Прикаспии, было наличие системы активных ступеней, погружающихся в сторону Прикаспийской впадины. Это обусловило то, что в банково-терригенной формации месторождения вытянуты вдоль главных разрывных нарушений, ограничивающих ступени.

В юго-восточной части Прикаспийской впадины на северо-западном склоне Южно-Эмбинского поднятия палеозойский разрез представлен преимущественно терригенными породами, за исключением верхней части разреза. В нижней части франского яруса залегает сероцветная конгломерато-аргиллитовая толща, сложенная неравномерно переслаивающимися грубообломочными, песчано-алевритовыми, глинистыми и редко карбонатными породами. Верхнюю часть франского яруса составляют темно-серые карбонатные аргиллиты, тонко переслаивающиеся с буровато-серыми доломитизированными известняками и мергелями. Отмечается крутое, в среднем 50° , падение пород, возможно, связанное с надвигами. Фаменские отложения залегают со стратиграфическим несогласием на франских. Характер разреза девонских отложений свидетельствует о существовании в юго-восточной части Прикаспийской впадины близкой

области сноса – Южно-Эмбинского поднятия, с которого поступал неотсортированный полимиктовый материал, сносившийся селе-мутьевыми потоками.

Наиболее ярким проявлением палеогеографических особенностей нефтегазоносных комплексов, на окраинах Восточно-Европейской платформы, наряду с составом и фациями отложений, являются неантиклинальные ловушки (литологически ограниченные, литологически, стратиграфически и тектонически экранированные), их формирование подчеркивает динамику историко-геологического преобразования в соответствующих нефтегазоносных провинциях и областях.

Распределение неантиклинальных ловушек в Тимано-Печорской, Волго-Уральской и Прикаспийской провинциях

В настоящее время во всех нефтегазоносных провинциях России прогнозируется переход от поисков залежей нефти и газа в структурных условиях к поискам сложно построенных неантиклинальных ловушек. Все эти залежи открывались при освоении структур; целенаправленные поиски могут, несомненно, повысить эффективность геологоразведочных работ. В работе было выявлено размещение разных типов ловушек в месторождениях, в которых уже обнаружены залежи нефти и газа [Нефтяные и газовые..., 1987]. Необходимо выяснить распределение этих типов и по площади в НГО, и по разрезу во всех нефтегазоносных комплексах. Выявление закономерностей распределения ловушек разного типа в нефтегазоносных провинциях позволяет уточнить прогноз залежей нефти и газа в неантиклинальных условиях.

Выделение НГО проводилось в соответствии с картой «Атласа карт нефтегазоносности недр России» [Атлас карт..., 1995]. В Тимано-Печорской провинции выделяются 6 НГО, в Волго-Уральской провинции - 13 НГО, в Российской части Прикаспийской провинции - 2 НГО. В каждой из выделенных НГО подсчитывалось количество сводовых и неантиклинальных ловушек разного типа. Подсчитана доля неантиклинальных ловушек в нефтегазоносных провинциях восточной окраины Русской платформы согласно справочнику «Нефтяные и газовые месторождения» [Нефтяные и газовые..., 1987]. Подсчитывалось количество ловушек разного типа для каждого из выделенных нефтегазоносных комплексов: среднедевонско-нижнефранского терригенного, семилукско-турнейского карбонатного, ниже-средневизейского терригенного, средне-верхнекаменноугольного карбонатного, нижнепермского карбонатного и верхнепермско-триасового терригенного. Выделенные комплексы прослеживаются и коррелируются во всех трех провинциях. В Тимано-Печорской провинции добавляется ордовикско-нижнедевонский карбонатный комплекс и верхнепермско-триасовый терригенный комплекс. В составленных таблицах приводится

количество ловушек разного типа в каждом из выделенных нефтегазоносных комплексов и каждой НГО. В числителе приводится количество ловушек, в знаменателе - процентное отношение (табл. 1, 2).

Таблица №1

Размещение ловушек разного типа в НГО окраин Восточно-Европейской платформы

| № п/п | Нефтегазоносная область | Всего ловушек | Сводовые ловушки | Неантиклинальные ловушки | Типы неантиклинальных ловушек | | | | |
|--|------------------------------|---------------|------------------|--------------------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|-----------------------------|--------------------|
| | | | | | Литологически ограниченные | Лито логически экранированные | Стратиграфически экранированные | Тектонически экранированные | Рифогенные ловушки |
| Тимано-Печорская провинция (по Власенко Н.С., 1990) | | | | | | | | | |
| 1 | Тиманская | 22 / 5,2 | 2 / 9,0 | 20/ 91,0 | 2/ 10,0 | 10/ 50,0 | 2/10,0 | 6/ 30,0 | - |
| 2 | Ижма-Печорская | 76 / 18,1 | 30 / 39,5 | 46 / 60,5 | 24/52,2 | 12 / 26,1 | 4 / 8,7 | 1/ 2,1 | 5/10,9 |
| 3 | Печоро-Колвинская | 175/ 41,6 | 49 / 28,0 | 126/ 72,0 | 75/59,5 | 22 / 17,5 | 12 / 9,5 | 12/9,5 | 5/ 4,0 |
| 4 | Хорейверская | 51 / 12,1 | 33 / 64,7 | 18 / 35,3 | - | 8 / 44,4 | 5 / 27,8 | 5 / 27,8 | - |
| 5 | Варандей-Адзвинская | 59 / 14,0 | 46 / 78,0 | 13 / 22,0 | - | 6 / 46,2 | - | 7 / 53,8 | - |
| 6 | С. Предуральская | 38 / 9,0 | 24 / 63,2 | 14 / 36,8 | 1 / 7,1 | 4 / 28,6 | - | 9 / 64,3 | - |
| | ИТОГО | 421 | 184/ 43,7 | 237/ 56,3 | 102/ 43,0 | 62 / 26,2 | 23 / 9,7 | 40/16,9 | 10/4,2 |
| Волго-Уральская провинция [Нефтяные и газовые..., 1987] | | | | | | | | | |
| 1 | Верхне-Камская | 152 / 3,5 | 135/ 88,8 | 17 / 11,2 | - | 16 / 94,1 | - | - | 1/ 5,9 |
| 2 | Прикамская | 61 / 1,4 | 57 / 93,4 | 4 / 6,6 | - | 4 / 100,0 | - | - | - |
| 3 | Северо-Татарская | 98 / 2,3 | 65 / 66,3 | 33 / 33,7 | - | 31 / 93,9 | - | 2 / 6,1 | - |
| 4 | Мелекесская | 131 / 3,0 | 121/ 92,4 | 10 / 7,6 | - | 10/ 100,0 | - | - | - |
| 5 | Южно-Татарская | 1478/ 34,2 | 902/ 61,0 | 576/ 39,0 | 13 / 2,3 | 539/ 93,6 | - | 3 / 0,5 | 21/3,6 |
| 6 | Уфимская | 407 / 9,4 | 119/ 29,2 | 288/ 70,8 | 34/ 1,8 | 186/ 64,6 | - | 44/25,3 | 24/8,3 |
| 7 | Пермско-Башкирская | 540/ 12,5 | 308/ 57,0 | 232/ 43,0 | 15 / 6,5 | 194/ 83,6 | - | 8 / 3,4 | 15/6,5 |
| 8 | Средне-Волжская | 140 / 3,2 | 115/ 82,1 | 25 / 17,9 | 2 / 8,0 | 23 / 92,0 | - | - | - |
| 9 | Бузулукская | 630/ 14,6 | 480/ 76,2 | 150/ 23,8 | 6 / 4,0 | 133/ 88,7 | 3/ 2,0 | 6 / 4,0 | 2/ 1,3 |
| 10 | Оренбургская | 153 / 3,5 | 101/ 66,0 | 52 / 34,0 | - | 29 / 55,8 | - | 12/23,1 | 11/ 1,1 |
| 11 | Ю.Предуральская | 59 / 1,4 | 9 / 15,3 | 50 / 84,7 | 1 / 2,0 | - | - | 20/40,0 | 29/58,0 |
| 12 | Ср.Предуральская | 72 / 1,8 | 46 / 63,9 | 26 / 36,1 | - | 24 / 92,4 | - | 1 / 3,8 | 1 / 3,8 |
| 13 | Нижне-Волжская | 397 / 9,2 | 288/ 72,5 | 109/ 27,5 | - | 87 / 79,8 | 1/ 0,9 | 19/17,5 | 2 / 1,8 |
| | ИТОГО | 4318 | 2746/63,5 | 1572/36,5 | 71 / 4,5 | 1276/81,2 | 4/ 0,3 | 115/7,3 | 106/6,7 |
| Прикаспийская провинция [Нефтяные и газовые..., 1987] | | | | | | | | | |
| 1 | Волгоградско-Карачаганакская | 24 / 53,3 | 8 / 33,3 | 16 / 66,7 | - | 2 / 12,5 | - | 4 / 25,0 | 10/62,5 |
| 2 | Астраханско-Калмыцкая | 21 / 46,7 | 1 / 4,8 | 20 / 95,2 | - | 3 / 15,0 | - | 13/65,0 | 4/ 20,0 |
| | ИТОГО | 45 | 9 / 20,0 | 36 / 80,0 | - | 5 / 13,9 | - | 17/47,2 | 14/38,9 |

Таблица № 2

**Размещение ловушек разного типа в нефтегазоносных комплексах
окраин Восточно-Европейской платформы**

| № п/п | Нефтегазоносный комплекс | Всего ловушек | Сводовые ловушки | Неантиклинальные ловушки | Типы неантиклинальных ловушек | | | | |
|--|---|---------------|-------------------|--------------------------|-------------------------------|------------------------------|---------------------------------|-----------------------------|--------------------|
| | | | | | Литологически ограниченные | Литологически экранированные | Стратиграфически экранированные | Тектонически экранированные | Рифогенные ловушки |
| Тимано-Печорская провинция (по Власенко Н.С., 1990) | | | | | | | | | |
| 0 | О - Д ₁ карб. | 38 / 9,0 | 14 / 36,8 | 24 / 63,2 | - | 6 / 25,0 | 6/25,0 | 12/50,0 | - |
| 1 | Д ₂ -Д ₃ ^п терр. | 112/ 26,6 | 23 / 20,5 | 89 / 79,5 | 22/24,7 | 31 / 34,8 | 17/19,1 | 19/21,4 | - |
| 2 | Д ₃ ^п -С ₁ ^к карб | 75 / 17,8 | 50 / 66,7 | 25 / 33,3 | 4 / 16,0 | 9 / 36,0 | - | 2/ 8,0 | 10/40,0 |
| 3 | С ₁ ^в терр. | 5 / 1,2 | 3 / 60,0 | 2 / 40,0 | 2/ 100,0 | - | - | - | - |
| 4 | С ₂₋₃ ^к карб. | 37 / 8,8 | 35 / 94,6 | 2 / 5,4 | - | 1 / 50,0 | - | 1 / 50,0 | - |
| 5 | Р ₁ ^к карб. | 48 / 11,4 | 34 / 70,8 | 14 / 29,2 | - | 11 / 78,6 | - | 3 / 3,7 | - |
| 6 | Р ₂ - Т терр. | 106/ 25,2 | 25 / 23,6 | 81 / 76,4 | 74/91,4 | 4 / 4,9 | - | 3 / 3,7 | - |
| | ИТОГО | 421 | 184/ 43,7 | 237/ 56,3 | 102/43,7 | 62 / 26,2 | 23 / 9,7 | 40/16,9 | 10/4,2 |
| Волго-Уральская провинция [Нефтяные и газовые..., 1987] | | | | | | | | | |
| 1 | Д ₂ -Д ₃ ^п тер | 923/ 21,4 | 438/ 47,5 | 485/ 52,5 | 44 / 9,1 | 345/ 71,1 | 3 / 0,6 | 92/ 19,0 | 1/ 0,2 |
| 2 | Д ₃ ^п -С ₁ ^к карб | 899/ 20,8 | 766/ 85,2 | 133/ 14,8 | 10 / 7,5 | 43 / 32,3 | 1 / 0,8 | 6 / 4,5 | 73/54,9 |
| 3 | С ₁ ^в терр. | 1446/33,5 | 661/ 45,7 | 785/ 54,3 | 17 / 2,2 | 767/ 97,7 | - | 1/ 0,1 | - |
| 4 | С ₂₋₃ ^к карб. | 885/ 20,5 | 767/ 86,7 | 118/ 13,3 | - | 108/ 91,5 | - | 8 / 6,8 | 2/ 1,7 |
| 5 | Р ₁ карб. | 165 / 3,8 | 114/ 69,1 | 51 / 30,9 | - | 13 / 25,5 | - | 8/15,7 | 30/58,8 |
| | ИТОГО | 4318 | 2746/ 63,6 | 1572/36,4 | 71 / 4,5 | 1276/81,2 | 4 / 0,3 | 115/ 7,3 | 106/6,7 |
| Прикаспийская провинция [Нефтяные и газовые..., 1987] | | | | | | | | | |
| 1 | Д ₂ - Д ₃ ^п тер. | 4 / 8,9 | 1 / 25,0 | 3 / 75,0 | - | - | - | 3/100,0 | - |
| 2 | Д ₃ -С ₁ ^к карб. | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 3 | С ₁ ^в терр. | 2 / 4,4 | 2 / 100,0 | - | - | - | - | - | - |
| 4 | С ₂₋₃ карб. | 7 / 15,6 | 2 / 28,6 | 5 / 71,4 | - | - | - | - | 5/100,0 |
| 5 | Р ₁ карб. | 19 / 42,2 | 4 / 21,1 | 15 / 78,9 | - | 5 / 33,3 | - | 1 / 6,7 | 9/ 60,0 |
| 6 | Р ₂ - Т терр. | 13 / 28,9 | - | 13/ 100,0 | - | - | - | 17/47,2 | - |
| | ИТОГО | 45 | 9 / 20,0 | 36 / 80,0 | - | 5 / 13,9 | - | 17/47,2 | 14/38,9 |

Доля неантиклинальных ловушек углеводородов от общего их числа в разных нефтегазоносных провинциях восточной окраины Восточно-Европейской платформы существенно изменяется. Иногда считается, что доля неантиклинальных ловушек от их общего количества в нефтегазоносных районах незначительна. Подсчеты показали, что в нефтегазоносных провинциях количество неантиклинальных ловушек и их процентное отношение от общего количества ловушек различно: в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции они составляют 36,5%, в Тимано-Печорской - 56,3%, в Прикаспийской - 80,0% (см. табл. 1, 2).

Минимальная доля неантиклинальных ловушек отмечена в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (36,5%), расположенной в центральной части восточной окраины Русской платформы, которая в это время представляла собой зрелую пассивную континентальную окраину. Неантиклинальные ловушки в большинстве своем литологически экранированные (81,2%), связанные с региональными и локальными выклиниваниями терригенных коллекторов девона и карбона, сформированными в результате трансгрессий и регрессий морского бассейна. В Тимано-Печорской провинции количество неантиклинальных ловушек увеличивается до 56,3%, ловушки в основном литологически экранированные и литологически ограниченные, увеличивается число стратиграфически экранированных ловушек. Такие изменения связаны с наличием региональных зон выклинивания литолого-стратиграфического типа в девонских отложениях Ижма-Печорской НГО, а также литологически ограниченных ловушек в верхнепермско-триасовом терригенном нефтегазоносном комплексе. В российской части Прикаспийской нефтегазоносной провинции максимальное количество неантиклинальных ловушек (80,0%) обусловлено большим количеством тектонически экранированных ловушек (до 65,0% в Астраханско-Калмыцкой НГО) и рифогенных ловушек (до 62,5% в Волгоградско-Карачаганакской НГО в каменноугольно-нижнепермском карбонатном нефтегазоносном комплексе).

Распределение неантиклинальных ловушек разного типа в нефтегазоносных областях.

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции максимальное количество неантиклинальных ловушек приходится на Тиманскую НГО, где они составляют 91,0%. Здесь, в среднедевонско-нижнефранском нефтегазоносном комплексе, распространены неантиклинальные ловушки различного типа: литологически экранированные составляют 50,0%, стратиграфически экранированные - 10%, тектонически экранированные - 30,0%. Здесь развиты региональные зоны выклинивания среднедевонско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса, к которым и приурочены многочисленные неантиклинальные ловушки. В Ижма-Печорской НГО содержание неантиклинальных ловушек также значительное и составляет 60,5%, но здесь их количество увеличено за счет литологически ограниченных ловушек в аллювиальных отложениях верхнепермского нефтегазоносного комплекса. В Печоро-Колвинской НГО неантиклинальные ловушки составляют 72,0%. В основном это литологически ограниченные ловушки в верхнепермско-триасовом нефтегазоносном комплексе (59,5%) и литологически экранированные ловушки в зонах выклинивания на склонах Колвинского и Шапкино-Юрьяхинского валов (17,5%). В Северо-

Предуральской и Варандей-Адзвинской НГО количество неантиклинальных ловушек составляет соответственно 36,8% и 22,0%. Здесь преобладают тектонически экранированные ловушки (соответственно 64,3% и 53,8%).

В НГО Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, расположенных в западной её части, ближе к сводовым поднятиям платформы, неантиклинальные ловушки составляют меньший процент: в Прикамской - 6,6%, Мелекесской - 7,6%, Верхнекамской - 11,2%, немного больше их в Средне-Волжской - 17,9% и Нижне-Волжской - 27,5%. В терригенных нефтегазоносных комплексах роль неантиклинальных ловушек значительно выше. В Верхне-Камской НГО, например, их 94,1% - все они литологически экранированные (за счет выклинивания терригенных коллекторов на склоне Токмовского свода). Ближе к Предуральскому прогибу количество неантиклинальных ловушек увеличивается: в Бузулукской НГО до 23,8%, в Южно-Татарской - до 39,0%, в Пермско-Башкирской - до 43,0%, в Уфимской - до 70,8%. В Уфимской НГО увеличение происходит за счет появления тектонически экранированных ловушек (25,3%). В самом Предуральском прогибе довольно высокое содержание неантиклинальных ловушек: в Средне-Предуральской НГО - 36,1%, в Южно-Предуральской - 84,7%. В Средне-Предуральской НГО больше неантиклинальных ловушек за счет литологически экранированных, а в Южно-Предуральской повышено количество тектонически экранированных неантиклинальных ловушек до 40%, а рифогенных - до 58%.

Наконец, в Прикаспийской нефтегазоносной провинции очень высоко содержание неантиклинальных ловушек в Волгоградско-Карачаганакской НГО (66,7%) происходит за счет рифогенных ловушек в прибортовой части и в Астраханско-Калмыцкой НГО (95,2%) и за счет тектонически экранированных ловушек, составляющих до 65,0%.

Распределение неантиклинальных ловушек разного типа в нефтегазоносных комплексах. Проведенный анализ показал, что в терригенных комплексах неантиклинальные ловушки распространены гораздо чаще, чем в карбонатных породах.

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в терригенном среднедевонско-нижнефранском нефтегазоносном комплексе содержится 79,5% неантиклинальных ловушек. Это, в основном, литологически и стратиграфически экранированные и литологически ограниченные ловушки, связанные с региональными зонами выклинивания на бортах Ижма-Печорской впадины и Печоро-Колвинского авлакогена. В верхнепермско-нижнетриасовом комплексе неантиклинальных ловушек развиты в основном литологически ограниченные (91,4%), связанные с аллювиальными отложениями в Ижма-Печорской НГО и на севере

провинции. В карбонатных комплексах содержание неантиклинальных ловушек колеблется от 5,4% в средне-верхнекаменноугольном комплексе до 63,2% в ордовикско-нижнедевонском, где оно увеличивается за счет стратиграфически экранированных ловушек в зоне выклинивания на восточном борту Большеземельского свода и тектонически экранированных ловушек в Варандей-Адзвинской НГО.

В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в терригенных среднедевонско-нижнефранском и ниже-средневизейском нефтегазоносных комплексах доля неантиклинальных ловушек составляет соответственно 52,5% и 54,3%. Превалирующую часть их составляют литологически экранированные ловушки. В ниже-средневизейском нефтегазоносном комплексе они составляют 97,7% от всех неантиклинальных ловушек, а в среднедевонско-нижнефранском - 71,1%. Это, в основном, литологически экранированные ловушки, связанные с выклиниванием терригенных коллекторов на гравитационных уступах и на склонах локальных структур. В среднедевонском комплексе неантиклинальные ловушки более разнообразны: присутствуют литологически ограниченные неантиклинальные ловушки (9,1%) и тектонически экранированные (19,0%). Это связано с тем, что тектоническая обстановка была более активной в девоне. В карбонатных нефтегазоносных комплексах содержание неантиклинальных ловушек значительно ниже: от 13,3% в средне-верхнекаменноугольном комплексе до 30,9% в нижнепермском нефтегазоносном комплексе, где они связаны с рифогенными структурами.

В Прикаспийской нефтегазоносной провинции доля неантиклинальных ловушек значительно возрастает в нижнепермском и средне-верхне-каменноугольном нефтегазоносном комплексе, в связи с широким развитием рифогенных построек на бортах Прикаспийской впадины. Увеличивается также доля тектонически экранированных ловушек в верхнепермско-триасовом комплексе, вызванная активными тектоническими движениями.

Выявленные закономерности пространственного и вертикального размещения неантиклинальных ловушек разного типа позволяют целенаправленно и более эффективно планировать постановку поисковых работ на залежи нефти и газа.

Сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности акваторий Каспийского и Печорского морей

На северной и южной окраинах Восточно-Европейской платформы расположены прибрежные зоны Печорского и Каспийского морей. Оба шельфа входят в Баренцево-Каспийский нефтегазоносный пояс - богатейший нефтегазоносный пояс мира.

В палеозое это были пассивные окраины континента, которые являются наиболее перспективными для поисков месторождений углеводородов. На их территории отложения

формировались в условиях жаркого тропического климата, поскольку, согласно палеомагнитным реконструкциям [Городницкий, Зоненшайн, Мирлин, 1978; Храмов, Окнова, 2007], названные районы находились вблизи экватора, примерно на 10^0 - 15^0 с.ш. Жаркий тропический климат обусловил активное карбонатонакопление и формирование карбонатных платформ позднедевонско-раннепермского возраста. Это привело к возникновению рифовых систем и одиночных органогенных построек, биогермов и биостромов, которые обладают повышенными коллекторскими свойствами и могли являться резервуарами углеводородов.

Каспийское море является крупнейшей нефтегазодобывающей акваторией, в которой выделяются три крупные нефтегазоносные бассейны – Северо-Каспийский, Северо-Кавказско-Мангышлакский и Южно-Каспийский. Наиболее перспективной является подсоловая палеозойская часть разреза.

Согласно данным сейсмических исследований центральная часть Прикаспийской впадины лишена гранитного слоя, здесь существовало “базальтовое окно”. Непосредственно под осадочным чехлом залегает высокоскоростной слой со скоростями около 7 км/с, по сейсмическим характеристикам близкий к океанической коре. По данным Л.П. Зоненшайна, Л.Г. Кирюхина, Г.А. Масляева и других авторов океаническая кора образовалась в среднем девоне [Зоненшайн, Кузьмин, Натапов, 1990].

Прикаспийский бассейн окружен пассивными континентальными палеоокраинами, развитыми по периферии Центрально-Каспийского океанического рифта. На этих пассивных палеоокраинах были сформированы карбонатные платформы позднедевонско-раннепермского возраста, которые образует юго-восточная часть Астраханско-Актюбинская карбонатной платформы. На суше с ней связаны такие крупные месторождения углеводородов, как Астраханское, Тенгиз, на акватории Каспийского моря - Кашаган. [Белонин и др., 2002, 2004а, б].

В пределах Астраханско-Актюбинской карбонатной платформы позднедевонско-раннепермского возраста развиты Астраханско-Имашевская и Кашаган-Тенгизская зоны поднятий (рис. 3). Разрез подсолового комплекса этих зон поднятий характеризуется аналогичным стратиграфическим объемом отложений в западной и восточной частях, который расчленяется на карбонатный фаменско-ассельский и карбонатно-терригенный сакмаро-артинский комплексы. Фаменско-ассельский комплекс представлен органогенно-водорослевыми и органогенно-обломочными известняками, формировавшимися в мелководных морских условиях. Мощность карбонатной фаменско-ассельской толщи на

Астраханском своде составляет 2,0-2,5 км, на Тенгизской структуре возрастает до 3 км. Карбонатно-терригенный сакмаро-артинский комплекс представлен чередованием аргиллитов, известняков и доломитов. Этот комплекс вместе с ангидрит-соленосной толщей кунгура является региональным флюидоупором.

Месторождение Тенгиз приурочено к высокоамплитудной нижне-среднекаменноугольной органогенной постройке, расположенной на верхнедевонском цоколе. Региональной покрывкой является соленосный комплекс кунгура. Предполагается, что здесь существовал атолл. Севернее протягивается Приморский вал с месторождениями Пустынное, Тажигали, Каратон и др. Приморский вал продолжается в акваториальную часть в виде Кашаганского вала, на котором расположены две крупные структуры: Восточный Кашаган и Западный Кашаган (Кер-Оглы) и группа более мелких поднятий. Протяженность вала достигает 120 км при ширине 20-35 км.

На Российской территории, на западе Астраханско-Актюбинской карбонатной платформы находится крупное Астраханское газоконденсатное месторождение. Оно расположено в пределах Астраханского свода. По геолого-геофизическим данным вдоль р. Волги прослеживается тектоническое нарушение, разделяющее свод на левобережную и правобережную части. Приподнятая часть свода оконтуривается изогипсой – 4100 м. Продуктивная газонасыщенная толща представлена комплексом органогенных известняков башкирского яруса. Самыми древними отложениями, вскрытыми на Астраханском месторождении, являются известняки нижнего карбона, из которых в интервале 4220-4260 м получен приток газа с конденсатом. На восточном продолжении Астраханско-Имашевской зоны нефтегазоносности в транзитной зоне расположено Южно-Жамбайское поднятие, перспективы его достаточно высоки.

Прибрежное мелководье *Печорского моря* является подводным продолжением Тимано-Печорской провинции, поэтому для его освоения необходимо детальное знание закономерностей формирования ловушек углеводородов на севере провинции [Григоренко, 2006]. Рассмотрение выделенных зон с запада на восток показывает, что продуктивность в них связана с разновозрастными нефтегазоносными комплексами, причем более древние нижнедевонские и верхнедевонские отложения перспективны на востоке, а наиболее молодые верхнепермские и триасовые - на западе. Исключение составляет участок на продолжении Варандейского вала, где открыты месторождения в верхнепермско-триасовых отложениях.

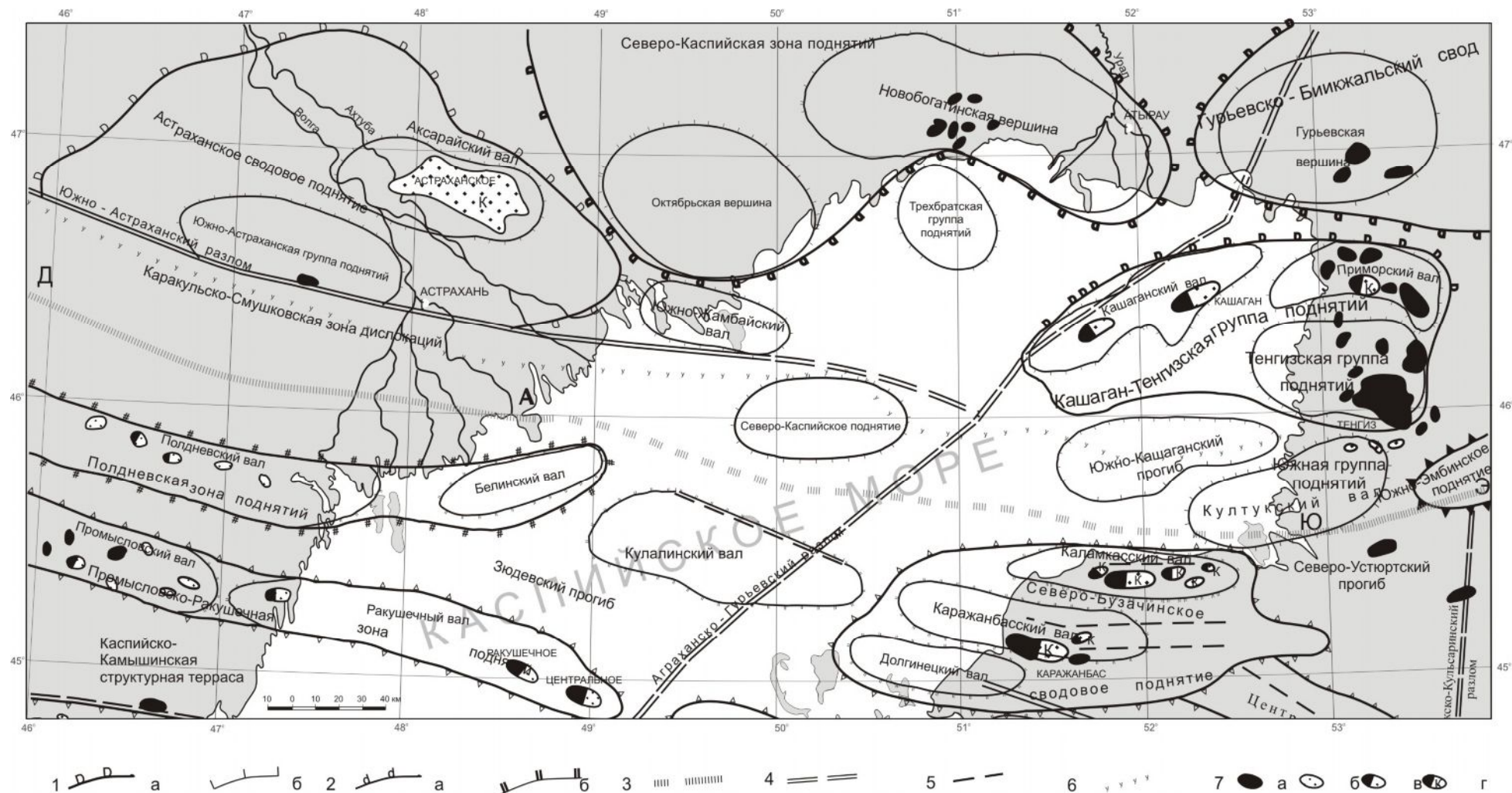


Рис. 3. Схематическая карта тектоники Северной части Каспийского моря

1 - контуры структур палеозойского комплекса: а - 1 порядка, б - II порядка; 2 - контуры структур мезозойского комплекса: а - 1 порядка, б - II порядка; 3 - тектонические швы: Д-А - Донецко-Астраханский; Ю-Э - Южно-Эмбинский; 4 - региональные разломы; 5 - тектонические нарушения; 6 - южная граница распространения соляных куполов; 7 - месторождения УВ: а - нефтяные, б - газовые, в - газонефтяные и нефтегазовые, г - газоконденсатные.

Как видно из краткого описания участков, выделенных на Печорском транзитном мелководье, наиболее перспективным является верхнекаменноугольно-нижнепермский карбонатный комплекс, развитый на карбонатной платформе, с широким развитием органогенных построек.

Выводы. В результате изучения геодинамики Восточно-Европейской платформы, палеогеографии, размещения неантиклинальных ловушек углеводородов в провинциях сделаны выводы относительно размещения зон концентрации углеводородов в нефтегазоносных бассейнах окраин Восточно-Европейской платформы.

В Тимано-Печорской, Волго-Уральской и Прикаспийской провинциях главным продуктивным комплексом был среднедевонско-нижнефранский, поэтому был выполнен краткий палеогеографический анализ этих провинций. Изученное размещение неантиклинальных ловушек показало, что кроме основных нефтегазоносных комплексов Волго-Уральской и Прикаспийской нефтегазоносных провинций, в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции выделяется ордовикско-нижнедевонский комплекс, относящийся в каледонскому этапу, и верхнепермско-триасовый терригенный комплекс, относящийся к границе между герцинским и раннеальпийским этапами. На основе размещения неантиклинальных ловушек выделены зоны выклинивания коллекторов и зоны выклинивания тектонически экранированных ловушек. В целом, изучение пространственного и вертикального размещения неантиклинальных ловушек разного типа позволяет более эффективно прогнозировать залежи нефти и газа.

Изучено территориальное размещение неантиклинальных ловушек разного типа в НГО. В НГО западной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, примыкающих к сводам, количество неантиклинальных ловушек ниже, чем в более восточных регионах, ближе к сочленению со складчатыми областями. Однако, количество литологически экранированных ловушек в терригенных нефтегазоносных комплексах на западе высоко, т.к. они связаны с региональными и локальными выклиниваниями терригенных коллекторов на склонах локальных структур и моноклиналей. В НГО предгорных прогибов значительно увеличивается количество тектонически экранированных ловушек.

На Каспийском море выделены три бассейна: Северо-Каспийский – палеозойский, который связан с герцинским этапом, средний Северо-Кавказско-Мангышлакский – мезозойский - с раннеальпийским этапом и Южно-Каспийский – кайнозойский – с позднеальпийским этапом. В Северо-Каспийском бассейне открыто морское месторождение Кашаган, в Средне-Каспийском бассейне - месторождения им. Филановского (гигант),

Ракушечное и Центральное (крупные), в Южно-Каспийском бассейне - месторождения Азери, Чираг, Гюнешли (крупные) и Шах-Дениз (гигантское) [Федоров, 2009]. На месторождениях Кашаган, Астраханское и Тенгиз запасы приурочены к палеозойскому каменноугольно-нижнепермскому комплексу. В Северо-Кавказско-Мангышлакском бассейне (месторождения им. Филановского, Ракушечное и Центральное) продуктивность связана с меловыми отложениями. В Южно-Каспийском бассейне (месторождения Азери, Чираг, Гюнешли и Шах-Дениз) запасы связаны с позднеоген-плиоценовыми отложениями.

Открытые на Печорском шельфе месторождения связаны с каменноугольно-нижнепермскими и верхнепермскими отложениями. В Песчаноозерском, Мурманском, Северо-Кильдинском месторождениях запасы открыты в нижне-среднетриасовых отложениях. На Штокмановском, Ледовом и Лудловском месторождениях запасы связаны со среднеюрскими отложениями. На Баренцево-Каспийском поясе нефтегазоносности месторождения распространены тождественно: на Восточно-Европейской платформе, на суше, месторождения связаны со среднедевонско-нижнефранским и нижнекаменноугольным комплексами, т.е. с герцинским этапом. На ступенях платформы, на шельфах Печорского и Каспийского морей, месторождения открыты в верхнекаменноугольно-нижнепермских отложениях. В Южно-Баренцевском бассейне и Северо-Кавказско-Мангышлакской нефтегазоносных провинциях запасы углеводородов связаны с раннеальпийским этапом. Северо-Баренцевский бассейн, возможно, связан, как и Южно-Каспийский бассейн, с поздеальпийским этапом.

Литература

Атлас карт нефтегазоносности недр России. Компьютерная модель м-ба 1:5000000. /Под ред. В.В. Самсонова. – СПб.: ВНИГРИ, 1995.

Белонин М.Д., Димаков А.И., Жарков А.М., Окнова Н.С. Тектоника и перспективы нефтегазоносности Северо-Каспийского региона //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2002. - №12. - С. 17-25.

Белонин М.Д., Димаков А.И., Окнова Н.С., Жарков А.М. Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности Северо-Каспийского региона //Известия науки о земле. – Баку: изд. «Nafta-Press», 2004. - С. 8-22.

Белонин М.Д., Димаков А.И., Жарков А.М., Окнова Н.С. Тектоника и перспективы нефтегазоносности Среднекаспийского региона //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2004. - №6. - С. 4-10.

Городницкий А.М., Зоненшайн Л.П., Мирлин Е.Г. Реконструкции положения материков в фанерозое. - М.: Наука, 1978. - 116 с.

Григоренко Ю.Н. Крупнейшие зоны нефтегазоаккумуляции Западноарктических акваторий – основные объекты воспроизводства запасов нефти и газа в Европейской части России //Актуальные проблемы прогнозирования, поисков, разведки и добычи нефти и газа в России и странах СНГ. – СПб.: Недра, 2006. - С. 27-35.

Гроссгейм В.А., Окнова Н.С., Рожков Г.Ф. Рязано-Саратовская палеорека Русской платформы в бобринское время (визейский век) //Труды УШ Международного Карбонового Конгресса. - М., 1980. - Т.У1. - С. 154-160.

Дьяков Б.Ф. Геологические закономерности размещения и вопросы генезиса нефти и газа //Геология, эволюция и нефтегазоносность современных и древних зон сочленения континентов и океанов. - Л.: ВНИГРИ, 1988. - С. 130-158.

Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Натанов Л.М. Тектоника литосферных плит территории СССР, кн.1. - М.: Недра, 1990. - 328 с.

Карта размещения зон выклинивания коллекторов и рифовых комплексов в Европейской части СССР (м-б 1:2500000). Отв. ред. К.К. Гостинцев, В.А. Гроссгейм. - Л.: ВНИГРИ, 1978.

Королюк И.К., Щекотова И.А. Банково-терригенная формация северного обрамления Прикаспийской впадины – особый тип нефтегазоносных формаций //Нефтегазоносность недр России, т.П. - М.: 1995. - С. 38-52.

Методы палеогеографических реконструкций (при поисках залежей нефти и газа) В.А. Гроссгейм, Г.Ф. Рожков, Н.С. Окнова и др. - Л., 1984. - 271 с.

Нефтегазоносность северо-западного и восточного регионов России /О.М. Прищепа, Ю.Н. Григоренко, В.Н. Макаревич и др. /под ред. Ю.Н. Григоренко, О.М. Прищепа //СПб.: Недра, 2009. - 271 с.

Нефтяные и газовые месторождения СССР. Под ред. С.П. Максимова. - М., 1987. - 334 с

Окнова Н.С. Литолого-палеогеографические и геодинамические реконструкции при поисках неантиклинальных ловушек углеводородов (на примере Тимано-Печорской провинции). – СПб.: изд. СПб университета, 1998. - 108 с.

Окнова Н.С. Тектоника плит и нефтегазоносность //Вестник СПбУ. - Сер. 7, 1999. - С. 130-135.

Окнова Н.С. Неантиклинальные ловушки на транзитном мелководье Печорского моря – ближайший объект поисков УВ сырья //Транзитное мелководье – ближайший объект освоения УВ потенциала морской периферии России. – СПб.: ВНИГРИ, 2004. - С. 187-192.

Окнова Н.С. Сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности транзитных зон Печорского и северной части Каспийского морей //Настоящее и будущее сырьевой базы морской нефтегазовой промышленности России. - СПб, ВНИГРИ, 2004. - С. 182-189.

Окнова Н.С. Нефтегазоносность зон выклинивания терригенных коллекторов в нижневизейском комплексе Волго-Уральской провинции //Зоны концентрации углеводородов в нефтегазоносных бассейнах суши и акваторий. – СПб.: ВНИГРИ, 2010. - С. 186-193.

Рожков Г.Ф. Реконструкция палеоречной системы в среднем девоне Тимано-Печорской провинции – основа прогнозирования ловушек углеводородов //Условия формирования ловушек неантиклинального типа на севере Европейской части СССР. - Л., 1984. - С. 24-36.

Справочник по геохимии нефти и газа. Науч. ред. С.Г. Неручев. - СПб.: Недра, 1998. - С. 576.

Федоров Д.Л. Каспийский мегабассейн – крупнейший центр нефтегазонакопления Евразии //Актуальные проблемы прогноза, поисков и освоения углеводородных ресурсов земных недр. – СПб.: ВНИГРИ, 2009. - С. 273-286.

Хаин В.Е., Соколов Б.А. Окраины континентов – главные нефтегазоносные зоны Земли //Сов. Геология, 1984. - №7. - С. 49-60.

Хаин В.Е. Баренцево-Каспийский пояс нефтегазоносности - один из крупнейших в мире //Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. - М.: Наука, 2000. – С. 17-22.

Храмов А.Н., Окнова Н.С. Тектоника плит, палеомагнетизм и миграция углеводородов //Актуальные проблемы нефтегазовой геологии. – СПб.: ВНИГРИ, 2007. - С. 44-52.

Рецензенты: Верзилин Никита Николаевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор.

Oknova N.S.

All-Russia petroleum research exploration institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

HYDROCARBON CONCENTRATION ZONES OF LAND AND OFFSHORE AREAS IN THE OIL AND GAS BASINS OF THE EAST EUROPEAN PLATFORM MARGINS (BARENTS-CASPIAN OIL BELT)

Timan-Pechora, Volga-Urals and Caspian oil and gas provinces are located at the East European Platform margins as well as north and south adjacent Barents-Kara and North Caspian oil and gas provinces. Barents and Caspian oil and gas bearing zone is one of the richest oil and gas bearing zones in the world. The study of geodynamics, paleogeography, non-anticline traps distribution, zones of reservoir pinching-out at the East European Platform margins has allowed us to draw conclusions on hydrocarbon concentration zones of land and offshore areas of the oil and gas basins of Barents and Caspian oil and gas bearing zone.

Key words: *Barents and Caspian oil and gas bearing zone, geodynamics, paleogeography, non-anticline traps, thinning zones.*

References

Atlas kart neftegazonosnosti neдр Rossii. Komp'ûternaâ model' m-ba 1:5000000. /Pod red. V.V. Samsonova. – SPb.: VNIGRI, 1995.

Belonin M.D., Dimakov A.I., Źarkov A.M., Oknova N.S. Tektonika i perspektivy neftegazonosnosti Severo-Kaspijskogo regiona //Geologiâ, geofizika i razrabotka neftânyh i gazovyh mestoroždenij, 2002. - #12. - S. 17-25.

Belonin M.D., Dimakov A.I., Oknova N.S., Źarkov A.M. Geologičeskoe stroenie i ocenka perspektiv neftegazonosnosti Severo-Kaspijskogo regiona //Izvestiâ nauki o zemle. – Baku: izd. «Nafta-Press», 2004. - S. 8-22.

Belonin M.D., Dimakov A.I., Źarkov A.M., Oknova N.S. Tektonika i perspektivy neftegazonosnosti Srednekaspijskogo regiona //Geologiâ, geofizika i razrabotka neftânyh i gazovyh mestoroždenij, 2004. - #6. - S. 4-10.

Gorodnickij A.M., Zonenšajn L.P., Mirlin E.G. Rekonstrukcii položenîâ materikov v fanerozoje. - M.: Nauka, 1978. - 116 s.

Grigorenko Ū.N. Krupnejšie zony neftegazonakoplenîâ Zapadnoarktičeskikh akvatorij – osnovnye ob'ekty vosproizvodstva zapasov nefti i gaza v Evropejskoj časti Rossii //Aktual'nye problemy prognozirovaniâ, poiskov, razvedki i dobyči nefti i gaza v Rossii i stranah SNG. – SPb.: Nedra, 2006. - S. 27-35.

Grossgejm V.A., Oknova N.S., Rožkov G.F. Râzano-Saratovskaâ paleoreka Russkoj platformy v bobrikovskoe vremâ (vizejskij vek) //Trudy UŠ Meždunarodnogo Karbonovogo Kongressa. - M., 1980. - T.U1. - S. 154-160.

D'âkov B.F. Geologičeskie zakonomernosti razmešeniâ i voprosy genezisa nefti i gaza //Geologiâ, èvolûciâ i neftegazonosnost' sovremennyh i drevnih zon sočleneniâ kontinentov i okeanov. - L.: VNIGRI, 1988. - S. 130-158.

Zonenšajn L.P., Kuz'min M.I., Natapov L.M. Tektonika litosfernyh plit territorii SSSR, kn.1. - M.: Nedra, 1990. - 328 s.

Karta razmešeniâ zon vyklinivaniâ kollektorov i rifovyh kompleksov v Evropejskoj časti SSSR (m-b 1:2500000). Otv. red. K.K. Gostincev, V.A. Grossgejm. - L.: VNIGRI, 1978.

Korolûk I.K., Šekotova I.A. Bankovo-terrigennaâ formaciâ severnogo obramlenîâ Prikaspijskoj vpadiny – osobyj tip neftegazonosnyh formacij //Neftegazonosnost' neдр Rossii, t.P. - M.: 1995. - S. 38-52.

Metody paleogeografičeskikh rekonstrukcij (pri poiskah zalezěj nefti i gaza) V.A. Grossgejm, G.F. Rožkov, N.S. Oknova i dr. - L., 1984. - 271 s.

Neftegazonosnost' severo-zapadnogo i vostochnogo regionov Rossii /O.M. Prišepa, Ū.N. Grigorenko, V.N. Makarevič i dr. /pod red. Ū.N. Grigorenko, O.M. Prišepa //SPb.: Nedra, 2009. - 271 s.

Neftânye i gazovye mestoroždeniâ SSSR. Pod red. S.P. Maksimova. - M., 1987. - 334 s

Oknova N.S. Litologo-paleogeografičeskie i geodinamičeskie rekonstrukcii pri poiskah neantiklinal'nyh lovušek uglevodorodov (na primere Timano-Pečorskoj provincii). – SPb.: izd. SPb universiteta, 1998. - 108 s.

Oknova N.S. Tektonika plit i neftegazonosnost' //Vestnik SPbU. - Ser. 7, 1999. - S. 130-135.

Oknova N.S. Neantiklinal'nye lovuški na tranzitnom melkovod'e Pečorskogo morâ – bližajšij ob'ekt poiskov UV syr'â //Tranzitnoe melkovod'e – bližajšij ob'ekt osvoeniâ UV potenciala morskoy periferii Rossii. – SPb.: VNIGRI, 2004. - S. 187-192.

Oknova N.S. Sravnitel'naâ ocenka perspektiv neftegazonosnosti tranzitnyh zon Pečorskogo i severnoj časti Kaspijskogo morej //Nastoâšee i budušee syr'evoy bazy morskoy neftegazovoj promyšlennosti Rossii. - SPb, VNIGRI, 2004. - S. 182-189.

Oknova N.S. Neftegazonosnost' zon vyklinivaniâ terrigennyh kollektorov v nižnevizejskom komplekse Volgo-Ural'skoj provincii //Zony koncentracii uglevodorodov v neftegazonosnyh bassejnah suši i akvatorij. – SPb.: VNIGRI, 2010. - S. 186-193.

Rožkov G.F. Rekonstrukciâ paleorečnoj sistemy v srednem devone Timano-Pečorskoj provincii – osnova prognozirovaniâ lovušek uglevodorodov //Usloviâ formirovaniâ lovušek neantiklinal'nogo tipa na severe Evropejskoj časti SSSR. - L., 1984. - S. 24-36.

Spravočnik po geohimii nefti i gaza. Nauč. red. S.G. Neručev. - SPb.: Nedra, 1998. - S. 576.

Fedorov D.L. Kaspijskij megabassejn – krupnejšij centr neftegazonakopleniâ Evrazii //Aktual'nye problemy prognoza, poiskov i osvoeniâ uglevodorodnyh resursov zemnyh nedr. – SPb.: VNIGRI, 2009. - S. 273-286.

Hain V.E., Sokolov B.A. Okrainy kontinentov – glavnye neftegazonosnye zony Zemli //Sov. Geologiâ, 1984. - #7. - S. 49-60.

Hain V.E. Barencevo-Kaspijskij poâs neftegazonosnosti - odin iz krupnejših v mire //Fundamental'nyj bazis novyh tehnologij neftânoj i gazovoj promyšlennosti. - M.: Nauka, 2000. – S. 17-22.

Hramov A.N., Oknova N.S. Tektonika plit, paleomagnetizm i migraciâ uglevodorodov //Aktual'nye problemy neftegazovoj geologii. – SPb.: VNIGRI, 2007. - S. 44-52.