

УДК 553.98.04:551.76/.77(571.6+265.51/.54)

Маргулис Л.С.

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

НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОЛЩИ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА РОССИИ

Охарактеризован вещественный состав и основные нефтегеологические свойства мезо-кайнозойских толщ территорий и акваторий Дальнего Востока, выполняющие небольшие впадины материка и крупные осадочные бассейны Тихоокеанской островодужной окраины. Впадины материка сложены терригенными и вулканогенно-осадочными породами широкого возрастного диапазона: от триаса до кайнозоя; осадочные бассейны Тихоокеанской окраины выполнены, в основном, кайнозойскими толщами мощностью до 12-13 км. Вещественный состав пород этих бассейнов разнообразен и характеризуется резкой литолого-фациальной изменчивостью. Основные перспективы нефтегазоносности Дальнего Востока связаны с терригенными отложениями крупных русловых, дельтовых и каньонных седиментационных систем тыловой части островодужной окраины.

Ключевые слова: *Дальний Восток, осадочные бассейны, литология, нефтегазоносность.*

Нефтегазоносность Дальнего Востока приурочена к межгорным впадинам материка и бассейнам Притихоокеанской островодужной окраины. Первые выполнены мезозойскими и, в меньшей мере, кайнозойскими отложениями, вторые – главным образом, кайнозойскими образованиями.

Межгорные впадины заложены на кристаллическом фундаменте Ханкайского и Буреинского массивов (Суйфунская и Верхнебуреинская впадины) и на эродированных структурах палеозойских и мезозойских складчатых поясов (Среднеамурская, Зее-Буреинская, Ушумунская). Осадочное выполнение впадин первой группы - триас-меловое, второй группы – юрско-меловое (Зее-Буреинская впадина) и мел-кайнозойское (Среднеамурская впадина).

К наиболее древним перспективно нефтегазоносным относятся *триасовые отложения*, наиболее полно изученные в Суйфунской впадине. Здесь нижний триас мощностью 300-500 м начинается с базальных конгломератов (150 м), перекрытых морскими песчаниками, конгломератами и алевролитами (190 м) с фауной индского и оленёкского ярусов. Средне- и верхнетриасовые отложения (соответственно до 1000 м и 1300–1500 м) построены регрессивно. Верхи среднего триаса – это прибрежно-морские образования, а верхний отдел

– переслаивание прибрежно-морских и континентальных отложений. Общая мощность триасовых отложений в Суйфунской впадине оценивается в 2000–2500 м.

Юрские отложения повсеместно залегают на подстилающих образованиях с размывом. В регионе, вероятно, отсутствуют геттангские и синемюрские образования. Плинсбах-келловейские отложения Суйфунской впадины мощностью 500–1000 м сложены, в основном, мелководно-морскими песчаниками, алевролитами и аргиллитами с прослоями гравелитов. Однако, в нижней и верхней частях разреза встречаются континентальные породы.

Более полный разрез юры изучен в Верхнебуреинской впадине. Мощность нижне-среднеюрских отложений достигает 1000–1100 м, среднеюрских – 1500 м, верхнеюрских – 2700 м. Нижняя, средняя и низы верхней юры сложены морскими породами: аркозовыми и полимиктовыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами, часто обогащёнными пирокластическим материалом; верхняя юра и низы нижнего мела – прибрежно-морскими и континентальными угленосными отложениями. Как и везде на Дальнем Востоке, в рассматриваемых прогибах наиболее значительная юрская трансгрессия датируется серединой аалена – байосом.

Меловые отложения. В раннем мелу, особенно в готериве-барреме, на материковой части Дальнего Востока в результате масштабной регрессии произошло резко сокращение морских бассейнов и эти отложения во всех впадинах представлены угленосными формациями. В Суйфунской впадине меловой комплекс мощностью до 2 км, залегая несогласно на более древних породах, начиная собственно впадинный чехол. В Зее-Буреинской впадине нижнемеловые (доальбские) породы залегают с незначительным размывом либо на верхнеюрских, либо резко несогласно на породах фундамента. В нижнемеловых отложениях выделяются два типа разрезов: первый, приуроченный к центральной части впадины, сложен существенно терригенными угленосными отложениями; второй, характерный для бортовых участков впадины, представлен эффузивами средне-основного состава и их туфами. Выше с размывом залегают терригенные альб-сенонские континентальные (преимущественно озёрные) отложения мощностью 200–580 м (завитинская свита). Близким стратиграфическим аналогом завитинской свиты в Верхнебуреинском прогибе является кындальская свита (поздний альб-сеноман), залегающая с незначительным размывом на подстилающих толщах. В составе свиты преобладают чёрные аргиллиты, алевролиты и переслаивание их с песчаниками.

Альб-сенонские отложения в отличие от нижележащих плотных и практически непроницаемых пород менее уплотнены, встречаются относительно рыхлые песчаники и глины. Пласты песчаников продуктивны на пока единственном в материковой части Дальнего Востока Адниканском месторождении газа (Верхнебуреинский прогиб).

Завершается мезозойский разрез большинства впадин маастрихт-датскими континентальными рыхлыми отложениями цагайской свиты (до 600 м), залегающей несогласно на разновозрастных породах.

Кайнозойские образования в большинстве материковых впадин в виде маломощного (до 150 м) рыхлого покрова, а на юге (Суйфунская впадина) мощной (до 500 м) толщи базальтов, несогласно перекрывают более древние толщи.

Наиболее крупной кайнозойской впадиной материка является Среднеамурская. Она состоит из серии грабенов, выполненных маастрихт?-палеогеновыми породами, несогласно перекрытыми более обширным горизонтально залегающим чехлом неогена-квартера.

Суммарная мощность кайнозоя оценивается в 2,6 км, но по некоторым данным может достигать 4 км. Палеогеновые отложения общей мощностью до 1000–1500 м представлены континентальными породами, в верхах содержащими прослой пепловых туфов. Залегающие несогласно неогеновые континентальные осадки мощностью до 1000 м на бортах впадины часто представлены базальтами и их туфами (кизинская свита).

Серия небольших впадин Северного Приохотья в пределах Охотско-Чукотского вулканогенного пояса также выполнена кайнозойскими отложениями мощностью до 2 км. В Кавинско-Тауйской впадине бурением (до 1383 м) вскрыты верхнеэоцен-неогеновые образования, представленные, в основном, лигнитоносными рыхлыми терригенными отложениями, в самых низах – туффитами и туфобрекчиями.

Притихоокеанская островодужная окраина характеризуется разнообразием осадочных бассейнов. Состав *верхнемезозойско-кайнозойских отложений* различается во внутренней и внешней (тыловой и фронтальной) частях окраины. Помимо кайнозойских толщ, к перспективно нефтегазоносным относятся верхнемеловые отложения в верхах складчатого фундамента.

Верхнемеловые отложения наиболее полно изучены на Западном Сахалине [Верещагин, 1977]. Верхняя часть мелового разреза (сеноман-кампанская быковская и кампан-датская красноярковская свиты) сложены разнофациальными отложениями: на юге региона – морскими, преимущественно глинисто-алевроитовыми, на севере – чередованием морских и паралических угленосных образований

Мощность верхнемеловых отложений изменяется в широких пределах и достигает 5 км. Они вскрыты скважинами под кайнозойскими толщами на Лопатинской (быковская свита), Малкинской и Большехолмской (красноярковская и быковская свиты) площадях, где преобладают тёмно-серые алевролиты и аргиллиты, в отдельных интервалах переслаивающиеся с песчаниками, туфогенными песчаниками, туффитами и пепловыми туфами. Граница меловых отложений с палеогеновыми несогласная, часто выраженная и катагенетическим несогласием. В Малкинской скважине подошвенные слои палеогена преобразованы до стадии МК₂ (1950 м, R₀ = 0,78%), а верхние слои мела до МК₃ (2000 м, R₀ = 1,1–1,15%). На севере Сахалина масштабы предкайнозойского несогласия более значительны, здесь в известных разрезах отсутствуют верхнекампан-маастрихтские отложения [Сальников и др., 2001].

На Западной Камчатке по составу верхнемеловых отложений выделяются две структурно-формационные зоны - западная и восточная. В восточной зоне преобладают вулканогенно-кремнистые, бесперспективные на нефть и газ формации, в западной – существенно терригенные толщи, из которых получены непромышленные притоки газа. В обнажениях и скважинах вскрыты лишь фрагменты верхнемеловых отложений, с глубоким размывом перекрытые палеогеновыми породами. Лучше всего изучены сеноман-сантонская (?) терригенная омгонская серия (около 1500 м), обнажающаяся на мысе Омгон и в хр. Морошечный. Отличительная особенность омгонской серии – присутствие угленосных пачек с остатками листовой флоры турон-раннесенонского возраста.

Можно полагать, что большая часть верхнемеловых пород, вскрытых скважинами в Колпаковском и Ичинском районах западного побережья Камчатки, принадлежат кампанской (?) хозгонской свите, обнажающейся на западном обрамлении Срединнокамчатского хребта. Это сильно изменённые и кливажированные аргиллиты и алевролиты с прослоями песчаников. В Усть-Облуковинской скважине они перекрываются толщей мелкозернистых песчаников, алевролитов и аргиллитов, иногда содержащих обломки чёрных аргиллитов и углей. По фауне фораминифер они отнесены к мелу-палеогену, возможному аналогу маастрихт-датской кунунской свиты, которая несогласно перекрывает хозгонскую свиту в Срединном хребте.

В скважинах Озёрной и Лиманской площадей в плотных трещиноватых алевролитах встречен разнообразный комплекс фораминифер, который свидетельствует, скорее всего, о верхнесенонском (возможно, кампан-маастрихтском) возрасте вмещающих отложений. Вскрытая мощность меловых отложений достигает здесь 1404 м. На севере Ичинского

района (Северная, Тваянская и Междуреченская площади) верхнемеловые отложения имеют, вероятно более древний возраст. Они значительно изменены и прорваны интрузиями. Таким образом, можно полагать, что отложения кайнозоя в нефтегазоперспективных районах Западной Камчатки и прилегающего шельфа подстилаются различными свитами достаточно мощных, существенно морских терригенных отложений мела. В их составе преобладают плотные ($2,6-2,7 \text{ г/см}^3$) интенсивно преобразованные породы.

На севере региона верхние свиты мела иногда включаются в состав чехла Хатырского и Анадырского НГБ. Граница между мелом и палеогеном здесь устанавливается с трудом. А.И. Бушуев, В.Н. Верещагин, В.И. Волобуева и Л.И. Красный [Волобуева, Красный, 1979] склоняются к мнению о согласном залегании палеогена на верхнем мелу.

На южном и северо-западном обрамлениях Анадырской впадины к позднему турону-среднему эоцену относятся отложения, которые в опорном разрезе бухты Угольной (южное обрамление Анадырской впадины) разделены на позднетуронско-раннесенонскую барыковскую (до 1700 м), позднекампан-маастрихтскую корякскую (400 м) и маастрихт-среднеэоценовую чукотскую (порядка 1000 м) свиты. Барыковская свита сложена морскими алевролитами, в меньшей степени песчаниками. Корякская свита состоит, в основном, из морских туфогенных песчаников и туффитов, алевролитов, аргиллитов, пепловых туфов и туфобрекчий, а в верхней части также и пластов каменного угля. Чукотская свита – это паралическая толща, содержащая основные промышленные пласты каменного угля.

Близким стратиграфическим аналогом корякской свиты на северо-западном обрамлении Анадырской впадины является кампан-датская рарыткинская свита мощностью порядка 1000 м. Свита состоит из континентальных конгломератов, песчаников, алевролитов и аргиллитов, перемежающихся пластами каменного угля, реже туфов. В рарытчинской свите отмечаются силлы диабазов и андезито-базальтов, комагматичных эффузивам и грубым туфам танюерерской свиты палеоцена-эоцена. Последние широко развиты во впадине, являясь базальными образованиями собственно впадинного выполнения.

Кайнозойские отложения осадочных бассейнов тихоокеанской окраины изучены относительно хорошо. Они обособляются в два мегакомплекса: рифтовый (доолигоценовый) и впадинный, собственно островодужный (олигоцен-неогеновый).

Рифтовый мегакомплекс выполняет грабены и полуграбены. Последние, как правило, сопровождаются листрическими сбросами.

Впадинный мегакомплекс имеет практически сплошное распространение на акватории. На сейсмических разрезах он выражен «слоистой» хорошо прослеживающейся толщи, определяющей современную структуру осадочного чехла.

Рифтовый (доолигоценый) мегакомплекс наиболее выразителен в Северном Приохотье, где его мощность достигает 6 км. Он хорошо изучен на Западном Сахалине и Западной Камчатке и вскрыт скважинами в Татарском проливе (3 скв.), на магаданском (2 скв.), западнокамчатском (1 скв.) и анадырском (1 скв.) шельфах. В Западно-Сахалинской и Западно-Камчатской областях рассматриваемые отложения традиционно выделяются в виде самостоятельных серий – соответственно палеоцен-эоценовой западно-камышёвой (до 3 км) и тигильской (до 3 км на суше и до 7 км на акватории). В этих областях палеоцен-эоценовые отложения сложены различными по составу граувакками. На Западной Камчатке в среднеэоценовом интервале разреза спорадически присутствуют средне-основные лавы и их туфы. Среднеэоценовые (кинкильские) вулканиты широко распространены на севере Западной Камчатки, заходя и южнее: Воямпольский район, Тундровая, Озёрная, Кисунская и Междуреченская площади в Ичинском районе. Их мощность в скв. Озёрная-1 достигает 500 м.

Породы западно-камышёвой и тигильской серий образуют отчётливые трансгрессивные вертикальные и латеральные ряды. Снизу вверх по разрезу и от периферии к центрам бассейнов угленосные континентальные и паралические формации (конгломераты, песчаники, алевролиты, аргиллиты) сменяются существенно песчаниковыми прибрежно-морскими отложениями, а затем сравнительно глубоководными сероцветными аргиллито-алевролитовыми породами. В центре бассейнов возраст базальных горизонтов палеоэоценовый, постепенно омолаживающийся к их перифериям, возраст аргиллито-алевролитовой формации в центре бассейнов (такарадайская, ковачинская свиты) – средне-позднеэоценовый.

Существенно терригенный состав рифтовый комплекс имеет в Япономорском и Охотоморском регионах. На востоке и северо-востоке последнего в нём ощущается влияние палеогеновых Камчатско-Корякских вулканических поясов; в Анадырской же впадине Берингоморского региона палеоцен-среднеэоценовые (танюрерские) образования мощностью свыше 2500 м – это андезито-базальты и туфы одного из звеньев Бристольского пояса [Богданов и др., 1992], которые фациально сопряжены с угленосными образованиями на западном обрамлении впадины и морскими песчано-алевролитовыми отложениями в центральной части впадины (ягельная толща).

Отличительной особенностью палеогеновых отложений является практически повсеместное развитие средне-верхнеэоценовой алеврито-аргиллитовой формации. Её тонкозернистые породы, отвечающие периоду позднеэоценовой трансгрессии, хорошо выражены на Юго-Западном Сахалине (подшва такарадайской свиты) и отвечают, скорее всего, уровню максимального затопления территорий, обозначаемого в секвенс-стратиграфической (эвстатической) шкале возрастом около 41 млн. лет [Hardenbol et al., 1998].

Песчаные породы-коллекторы палеоцен-эоцена, также как песчаники и туффиты нижнего олигоцена, характеризуются значительной открытой пористостью 15–20% и низкой проницаемостью или её отсутствием. В некоторых случаях (Невельский район о. Сахалина, Северо-Тигильский район Западной Камчатки) проницаемость терригенных пород в кернах достигает первых десятков мД.

В кровле палеоцен-эоцена на анадырском шельфе в коре выветривания впервые выделен высококачественный резервуар [Маргулис, 2006]. Признаков нефтегазоносности в нём не отмечено. Трудно пока говорить о типовых чертах такого резервуара, но главной и самой важной особенностью является его хорошие коллекторские свойства, резко отличающиеся от ниже- и вышележащих отложений. Кора выветривания представлена переработанными породами палеоцен-нижнеэоценовых вулканогенно-осадочных пород средне-основного состава: измененными туфами, туффитами и каолинами мощностью около 50 м. Пористость пород достигает 30–40%, а проницаемость оценивается до 270 мД.

Из палеоцен-эоценовых отложений известны многочисленные нефтегазопроявления. На Сахалине они сосредоточены в Невельском районе [Маргулис, Маргулис, 2010], где в процессе бурения отмечены водогазовые выбросы и получены непромышленные притоки нефти (до 50 л/сут.). В этом районе в 2007 г. зарегистрировано пока единственное в рассматриваемом мегакомплексе нефтяное (Георгиевское) месторождение с расчётным дебитом газа до 300 тыс. м³/сутки и суммарной толщиной нефтенасыщения около 30 м. Залежь нефти приурочена к песчаникам ниже- среднеэоценовой паралической угленосной (найбутинской) свиты на градациях катагенеза МК₁-МК₂ (R_o до 0,82%). На Камчатке непромышленные притоки газа (до 500 тыс. м³/сут.) получены в Тигильском и Колпаковском районах, в ряде скважин известны проявления нефти. В Анадырском бассейне среди многих нефтегазопроявлений выделяется небольшой приток лёгкой нефти и конденсата из трещиноватых алевролитов верхнеэоценовой майницкой свиты на Изменной площади.

Впадинный (пострифтовый олигоцен-неогеновый) мегакомплекс исторически связан со становлением современного плана островодужной окраины. Все породы мегакомплекса в той или иной мере обогащены вулканогенным материалом, более всего на Камчатке и юго-западе Сахалина, значительно меньше на северо-востоке Сахалина, в Северо-Сахалинской НГО.

Особенностью осадконакопления в олигоцен-неогеновых отложений, помимо вулканизма, является приуроченность осадочных палеобассейнов к перифериям крупных мегабассейнов Япономорского, Охотоморского и Берингоморского; направленность седиментационных потоков от орогенов обрамления к конечным водоёмам стока и, в этой связи, формирование асимметрично построенных формаций. Такая асимметрия наиболее характерна для краевых прогибов кайнозоид, где формируются единые седиментационные системы в областях обильного сноса осадков, сопряжённых с глубоководными впадинами.

Несмотря на разнообразие состава, олигоцен-неогеновые отложения везде в регионе достаточно отчётливо разделяются на 3 комплекса: верхнеолигоцен-среднемиоценовый, средне-верхнемиоценовый и плиоцен-четвертичный. В разрезах Сахалина и Западной Камчатки они соответствуют выделяемым осадочным сериям (на Сахалине: сергеевской, макаровской и помырской*; на Западной Камчатке: воямпольской, кавранской и энемтенской*). В Анадырской впадине нижний комплекс соответствует собольковской и гагаринской свитам, средний – автаткульской, елисеевской, озёрнинской и эчинской, верхний – александровской свите.

Нижний (верхнеолигоцен-среднемиоценовый) комплекс по отчётливой, часто несогласной границе сменяет терригенные эоценовые отложения. Вулканизм проявляется, в основном, присутствием пирокластики (туфогенные кластические породы, туффиты, прослои пепловых, псаммитовых туфов), но встречаются также лавы андезито-базальтов и их агломераты. Минимальное влияние вулканизма отмечается для Северо-Сахалинской НГО, миоценовая часть разреза которой практически лишена пирокластики. Характерной особенностью комплекса является широкое развитие сравнительно глубоководных глинисто-кремнистых отложений и силицитов, наибольшее распространение получивших в верхнеолигоценном интервале разреза. Мощность нижнего (олигоцен-нижнемиоценового) комплекса изменяется в широких пределах, достигая 2,5–3 км.

* *помырские и энемтенские отложения разновозрастны и выделяются в рангах свит.*

Верхнеолигоцен-среднемиоценовый комплекс по нефтегеологическим показателям отличается от подстилающих образований. Здесь впервые появляются выдержанные по латерали породы-коллекторы, содержащие месторождения нефти и газа. Из отложений верхнеолигоцен-среднемиоценовых НГК известны многочисленные нефтегазопроявления. Месторождения нефти и газа открыты по всему разрезу.

Рассматриваемые отложения в большинстве областей находятся в главной зоне нефтенакопления градации (ПК₃-МК₁) и только в самых глубоких прогибах их подошвенные слои согласно расчётам преобразованы до градации МК₃, поэтому на коллекторские свойства пород и пространственное распространение резервуаров главное влияние имеют два других фактора: содержание в породах пирокластического материала и фациальная изменчивость толщ.

В бассейне Северного Сахалина верхнеолигоцен-среднемиоценовые отложения один из главных НГК. Открытые в нём нефтегазовые залежи составляют около трети запасов УВ области. За небольшим исключением все залежи УВ рассматриваемого НГК сосредоточены здесь в песчаниках дагинской свиты под глинистой субрегиональной окобыкайской покрывкой.

Основные песчаные горизонты ниже- среднемиоценовой дагинской свиты мощностью до 1800-2000 м имеют сублиторальный генезис и связаны с выносом дельты Палео-амура. Самые верхние среднемиоценовые пласты свиты, как это впервые отметил Ю.Н. Гололобов, имеют реградиционную последовательность и знаменуют собой трансгрессивный тракт секвенса, связанный с одним из наиболее значительных в кайнозой эвстатических повышений уровня моря. С резкой границей эти отложения перекрываются глинами максимального затопления территории, которые вместе с глинами раннего периода высокого стояния уровня моря образуют достаточно мощную (сотни метров) флюидоупорную окобыкайскую толщу.

Благоприятное сочетание мощных мелководно-морских верхнедагинских песчаников и глинистой окобыкайской покрывки формирует высокопотенциальный нефтегазовый резервуар. В типичном районе своего распространения (Дагинский район и прилегающий шельф) с этим резервуаром связаны массивные залежи УВ, но на северо-запад, по мере утонения и выклинивания песчаных пластов, начинают преобладать пластовые залежи.

Коллекторами являются песчаники от мелко- до среднезернистых, часто известковистых с гравием. Песчаники обычно залегают в кровлях мелководно-морских и лагунных ритмов, завершающихся углями. Они часто образуют мощные (20–100 м) пласты,

хотя встречаются и в виде прослоев. Различаются песчаники сравнительно плотные известковистые и слабоуплотненные, почти рыхлые; преобладают мелко- и среднезернистые разности. Породы сравнительно плохо осортированные на севере ($S_o > 5,0-5,5$) и значительно лучше ($S_o = 3,0-4,5$) на юге. Песчаники наиболее продуктивной верхнедагинской подсвиты принадлежат к полевошпат-кварцевым грауваккам, их обломочные части представлены кварцем (35–40%), обломками кремнистых (20–25%) и осадочных (10–15%) пород, калиевых полевых шпатов (15–25%), плагиоклазов (3–8%), кварцитов и основных туфов. Цемент песчаников глинистый, известково-глинистый. Аргиллиты и глины верхнедагинской подсвиты занимают не более 10% общего объёма. Они залегают в виде прослоев мощностью 1–2 м. Состав глинистых минералов гидрослюдисто-монтморилонитовый.

Продуктивный разрез дагинской свиты состоит из пластов песчаников мощностью до 118 м (Монгинское месторождение), отделённых друг от друга слоями алевролитов, аргиллитов и глин. Мощности нефте- и/или газонасыщенного разреза колеблются от первых десятков метров в однопластовых залежах, до 500 м (Лунское месторождение). Крупные залежи, в основном, массивные с единым водонефтяным контактом для разных пластов, водоплавающие.

Лучшими коллекторскими свойствами обладают мелководно-морские песчаники верхнедагинской подсвиты. Они везде нефтегазоносны и на большинстве месторождений соотносятся к пластам I–IV. Открытая пористость колеблется в широких пределах, обычно не опускаясь ниже 20% и достигая 35–37%; проницаемость составляет единицы дарси. Породы относятся к коллекторам II, III и реже IV классов по классификации А.А. Ханина.

На рис. 1, основанном на массовых измерениях открытой пористости в керне скважин, видно, что наиболее массовые определения коэффициента открытой пористости лежат в коридоре, меняющем значения от 25 до 35% на глубинах залегания до 1 км и от 15 до 22% на глубинах залегания пород 3 км и более. Проницаемость песчаников дагинской свиты высокая (до 1-1,5 Д). Значительную роль в высоком качестве дагинского резервуара играют флюидоупорные свойства окобыкайской покрывки. Мощность окобыкайской свиты в пределах рассматриваемого района сравнительно выдержана и достигает 1300 м. Свита по резкому контакту, с размывом, а по периферии бассейна и с угловым несогласием, часто с маломощными конгломератами и глауконитовыми песчаниками в основании, трансгрессивно перекрывает дагинскую свиту. Она имеет отчётливое регрессивное строение: внизу (600–700 м) – аргиллиты и глины, вверху (600–700 м) – алевролиты, сменяющиеся

чередованием алевролитов с песчаниками и песками. Флюидоупорные свойства свиты обеспечиваются составом её нижней части. Состав аргиллитов и глин этого интервала разреза, в основном, монтмориллонитовый и смешанно-слоистый монтмориллонит-гидрослюдистый.

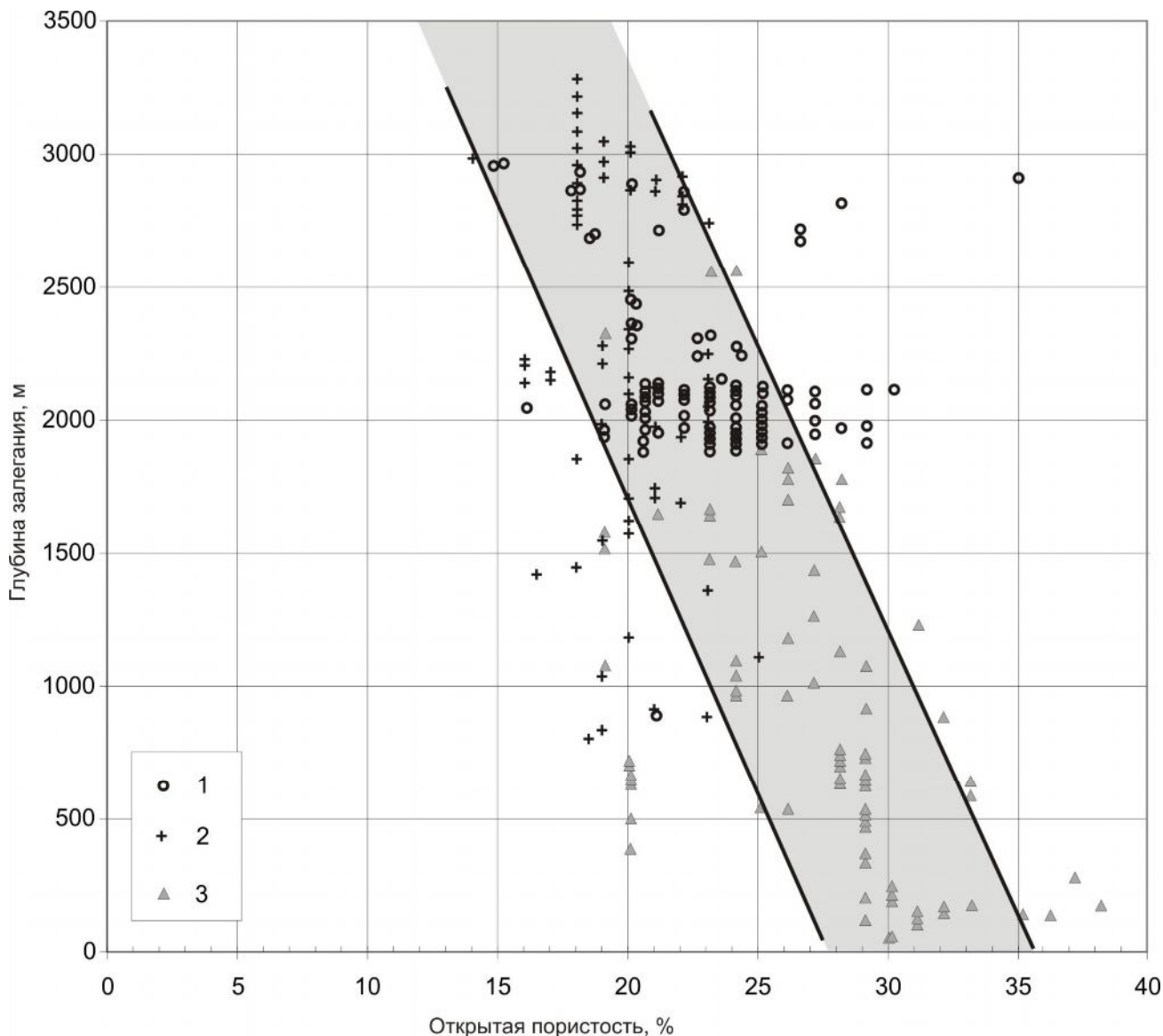


Рис. 1. Ныйский участок шельфа Сахалина и прилегающая суша. Зависимость открытой пористости пород продуктивных пластов дагинской свиты от глубины их залегания

1 – Лунско-Венинская группа месторождений (Лунское - НГК, Венинское - Г, Кириновское - ГК); 2 – Монгинско-Дагинская группа месторождений (Монги - НГК, Усть-Томи - ГК, В.-Даги - ГН, Н.-Даги - НГК, Ю.-Даги - ГН); 3 - Катанглиско-Набильская группа месторождений (Катангли - Н, Зап.-Катангли - Г, Имчим - Г, Уйглекуты - ГН, Прибрежное - НГ, Лысая Сопка - Н, Набиль - ГН).

Значительно меньшая нефтегазоносность свойственна более древним отложениям рассматриваемого комплекса – нижнемиоценовой существенно аргиллитовой уйнинской и верхнеолигоценым кремнисто-глинистым даехуреинской и пиленгской свитами. Особого интереса заслуживает нефтегазоносность верхнеолигоценовой пиленгской свиты, так как

аналогичные глинисто-кремнистые породы и силициты значительного стратиграфического объёма (олигоцен-верхний миоцен) широко развиты в Охотоморском регионе. В пиленгской свите открыто пока одно (Окружное) месторождение нефти.

В *Западно-Камчатском бассейне* верхнеолигоцен-среднемиоценовый комплекс отличается спорадическим развитием песчаников. Здесь рассматриваемые отложения состоят из нескольких частей. В нижней части залегает существенно терригенная газоносная утхолокская свита, по отчётливой границе сменяющаяся глинисто-кремнистой верхнеолигоцен-нижнемиоценовой (вивентек-кулувенской) толщей. Венчает разрез ильинская свита (низы среднего миоцена), претерпевающая резкие фациальные изменения. Пока единственным продуктивным горизонтом является верхнеолигоценовая утхолокская свита, содержащая 4 небольших газоконденсатных месторождения в Колпаковском районе. На юге Колпаковского района в утхолокской свите преобладают туфогенные песчаники с прослоями алевролитов, на севере (Схумочская скважина) более широко развиты туфоалевролиты и туфоаргиллиты с прослоями туфопесчаников и туффитов.

Породы-коллекторы сосредоточены в верхней части утхолокской свиты. Это, в основном, массивные туфогенные песчаники мощностью до 100 м. Породы среднезернистые с включением гравия и гальки. Судя по каротажу, здесь присутствуют тонкие слои туфов. В газоконденсатных месторождениях Колпаковского района утхолокские породы-коллекторы залегают на глубинах до 3100 м, имеют плотность до $2,41 \text{ г/см}^3$, открытую пористость 10–30%, проницаемость 0,03292 мД. Коллекторы относятся к III, IV классу по классификации А.А. Ханина. Несмотря на значительный разброс значений открытой пористости, отчётлива тенденция уменьшения её с глубиной от 20–30% (даже 35%) на современных глубинах порядка 1500 м до 5–10% на глубинах свыше 3000 м. Показателен график соотношения пористости и проницаемости (рис. 2). Он разбивается на несколько секторов. Каждый из них отвечает определённым глубинам залегания утхолокской свиты: 1 сектор – глубины порядка 1500 м, 2 сектор – порядка 1700 м, 3 сектор – глубины залегания свыше 1700–1800 м, 4 сектор – глубины залегания – свыше 2500 м. Если для первых трёх секторов устанавливается зависимость проницаемости от пористости, то в четвёртом секторе, где практически породы непроницаемы (до 1 мД), такой зависимости не наблюдается. Максимальное значение проницаемости утхолокских пород в районе – 1,5 мД (при пористости 30–32%).

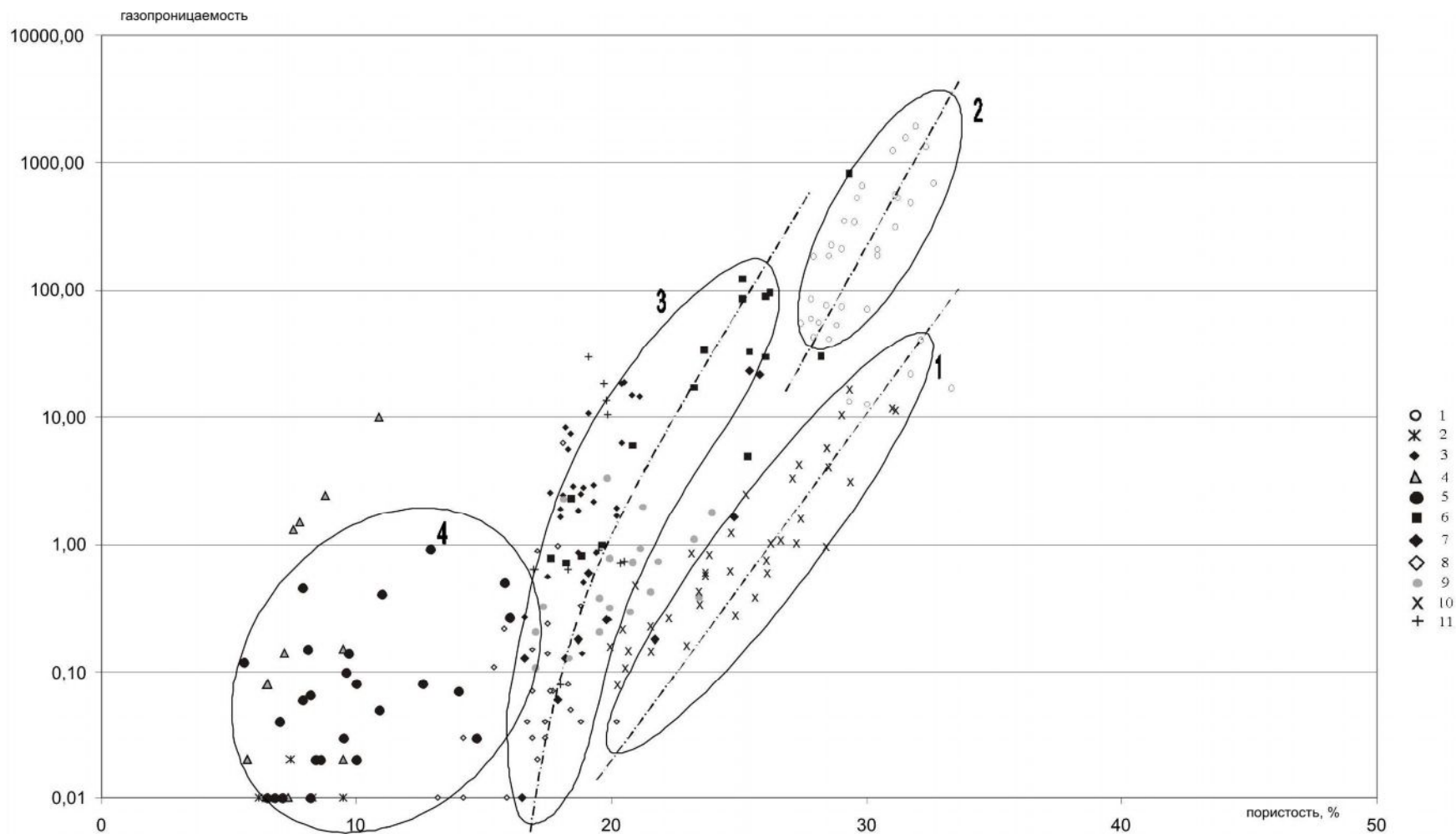


Рис. 2. Колпаковский район Западной Камчатки. Соотношение значений пористости и проницаемости

Глубина залегания отложений: сектор 1 - глубина порядка 1500 м; сектор 2 - глубина порядка 1700 м; сектор 3 - глубина > 1700-1800 м; сектор 4 - глубина > 2500 м.

1 - скв. Верхне-Брюмкинская-3; 2 - скв. Охотская-2; 3 - скв. Нижне-Квакчикская-3; 4 - скв. Северо-Киужская-2; 5 - скв. Охотская-1; 6 - скв. Приморская-3; 7 - скв. Восточно-Квакчикская-1; 8 - скв. Вейберовская-1; 9 - скв. Схумочская-1; 10 - скв. Средне-Кунжикская-1; 11 - скв. Западно-Квакчикская-1.

В Западно-Сахалинском бассейне верхнеолигоцен-нижнемиоценовые отложения представлены вулканогенно-осадочными отложениями, в некоторых районах лавами и грубообломочными туфами. Они практически не содержат гранулярных коллекторов и, хотя также содержат нефтегазопроявления, малоперспективны на обнаружения промышленных скоплений УВ.

В Анадырском бассейне верхнеолигоцен-среднемиоценовые образования, несмотря на резкие фациальные изменения, достаточно отчётливо разделяются на 4 части. Три нижние (верхнеолигоцен-нижнемиоценовые) части образуют регрессивную последовательность: от мелководноморских песчаников (верхняя подсвита майницкой свиты, до 800 м) и туфогенных песчаников и туффитов (собольковская свита, до 1500 м) до паралической угленосной гагаринской свиты (до 1800 м). Верхняя часть (автаткульские песчаники и алевролиты) – это подошвенные трансгрессивные слои среднемиоценовой трансгрессии мощностью до 700 м. Полный разрез этих отложений вскрыт на прилегающей акватории [Маргулис и др., 2001].

Все породы верхнего олигоцена - среднего миоцена, содержат пирокластику. Особенно значительна примесь вулканогенного материала в нижнемиоценовых отложениях. Как правило, породы слабо проницаемы, но в отдельных районах встречаются песчаники с проницаемостью до сотен мД. Во всех частях рассматриваемого комплекса известны притоки нефти и газа. Приток газа (100 тыс. м³/сут.) получен из верхней подсвиты майницкой свиты (Поворотная площадь), две нефтяные непромышленные залежи открыты в туфогенных песчаниках гагаринской свиты (Ольховая площадь).

В цеолитизированных песчаниках автаткульской свиты открыты Верхне-Телекайское и Верхнеэчинское месторождения. Верхне-Телекайское месторождение содержит 4 нефтегазовые залежи. Наиболее крупная из них залегает в самой кровле собольковской свиты, где песчаники обладают пористостью до 20%, проницаемость иногда превышает 50 мД. Дебиты нефти достигают 177 м³/сут., газа – до 144 м³/сут. Верхнеэчинское месторождение приурочено к 25 метровому пласту песчаников в кровле автаткульской свиты, перекрытому глинами елисеевской покрывки.

Средне-верхнемиоценовый комплекс – это отчётливый трансгрессивно-регрессивный цикл со сравнительно укороченным трансгрессивным и мощным регрессивным звеньями. В основании комплекса залегают мелководно-морские конгломераты, песчаники, алевролиты и аргиллиты, в отдельных районах содержащие промышленные пласты бурого угля. Они несогласно перекрывают различные слои

подстилающих образований. Мощность этих отложений обычно не превышает 500–700 м, достигая 900–1000 м. По резкой границе, часто сопровождающейся глауконитовыми песчаниками и гравелитами, эти базальные толщи сменяются аргиллитами, глинами, опоками, кремнистыми аргиллитами среднемиоценового уровня максимального затопления. Вверх по разрезу эти породы постепенно насыщаются обломочным материалом и переходят в рыхлые алевриты и пески. На Западной Камчатке и Чукотке рассматриваемый комплекс завершается угленосными толщами. Мощность регрессивного звена значительна и достигает на Сахалине 5,0 км.

Рассматриваемый комплекс состоит из серии секвенсов. Проксимальные и центральные части секвенсов формируют скользящие по времени (омоложающиеся по направлению к глубоководным впадинам) угленосные и шельфовые формации, а маломощные дистальные звенья суммируются с глубоководными кремнисто-глинистыми образованиями верхнего олигоцена - нижнего миоцена.

Средне-верхнемиоценовый комплекс имеет широкое распространение, особенно на акватории. Обычно эти слабо уплотнённые и рыхлые отложения с хорошими коллекторскими свойствами выделяются в самостоятельный НГК.

В Северо-Сахалинском НГБ комплекс содержит крупнейшие нефтегазовые скопления. Его общая мощность здесь достигает 4–5 км. Месторождения концентрируются в верхней части НГК под раннеплиоценовыми глинами. Распределение генетических типов пород и пород-коллекторов, определена трендом дифференциации однонаправленных седиментационных потоков дельтовой системы Палео-амура и заполнением изначально глубоководной Северо-Сахалинско-Дерюгинской впадины. Литолого-фациальная схема всего региона выглядит следующим образом: проксимальные и центральные части секвенсов (Северный Сахалин и мелководный шельф) сложены преимущественно континентальными и шельфовыми отложениями (в них сосредоточено подавляющее большинство месторождений); дистальные части (западная часть Дерюгинского бассейна) – каньонными и склоновыми турбидитами; удалённо-дистальные части секвенсов (глубоководная впадина Дерюгина) – дистальными турбидитами и, возможно, нефелоидными слоями.

На востоке НГО, особенно на прилегающей акватории, основной резервуарной толщей является верхнемиоценовая нижненутовская подсвета. В ней открыто 4 крупных нефтегазокоденсатных месторождений. Все месторождения многопластовые. Мощность продуктивного разреза достигает 1,5 км, суммарная мощность пластов-коллекторов – 600–800 м. Открытая пористость песчаников достигает 30%, проницаемость – сотни мД,

максимальные дебиты нефти – до 520 тыс. т/сут., газа 585 тыс. м³/сут. Продуктивность турбидитового резервуара установлена в крайнем восточном районе Северо-Сахалинского бассейна (Васюканский участок).

В Западно-Камчатском бассейне основные перспективы нефтегазоносности средне-верхнемиоценового НГК связываются с акваторией. На суше наиболее перспективные верхнемиоценовые отложения залегают на небольших глубинах, в сводах локальных структур, обычно венчают кайнозойский разрез и в нефтегазовом смысле практически «раскрыты». Тем не менее здесь обнаружены промышленные залежи газа (верхние продуктивные пласты Кшукского месторождения), суммарные запасы которых оцениваются в 2,8 млрд. м³, максимальные дебиты 208 тыс. м³/сут. (штуцер 12 мм). Основные перспективы эрмановских отложений связываются с акваторией, где они погружаются в синклиналях до 2500 м, а в сводах антиклиналей их кровля располагается на глубинах до 1700 м.

В Западно-Сахалинском и Южно-Сахалинском бассейнах средне-верхнемиоценовые отложения на суше пользуются ограниченным распространением. На площади их развития (Красногорский район) в скважинах получены непромышленные притоки нефти и газа, а в Анивском районе открыто 4 небольших газовых месторождения. Небольшое газовое месторождение (Изыльметьевское) открыто на севере Татарского пролива. Все месторождения связаны с морскими рыхлыми туфопесчаниками и туфодиатомитами нижней (миоценовой) части маруямской свиты.

В Анадырской впадине значительные притоки газа связаны с рыхлыми песками и песчаниками верхнемиоценовых угленосных толщ. В них открыто Западно-Озёрное газовое месторождение. В 10 продуктивных пластах, перемежающихся с глинами озёрного происхождения верхов озернинской и эчинской свит, месторождение содержит около 10 млрд м³ газа; максимальные дебиты газа до 255 тыс. м³/сут. (штуцер 10 мм).

Плиоцен-четвертичный комплекс на большей части рассматриваемого региона несогласно перекрывает различные слои более древних образований. На Северном Сахалине нижнеплиоценовое несогласие не столь заметно, но оно отчётливо в основании помырского горизонта (средний плиоцен). На присахалинской и прикамчатской акваториях комплекс состоит из 4–6 секвенсов (циклов 3 порядка), последовательно наращивающих современный шельф. В целом он представлен регрессивной толщей, везде венчающейся угленосными отложениями. Мощность комплекса в крупных синклиналях достигает 2 км. Комплекс имеет, в основном, покровное строение. Перспективы его нефтегазоносности пока

не определены, но можно предполагать наличие в нем небольших залежей УВ в комбинированных ловушках акваторий.

Расчленённость на комплексы олигоцен-неогенового мегакомплекса определена сложным сочетанием тектонических и эвстатических событий. Границы комплексов обусловлены периодами тектонической активизации, которые ещё И.Б. Плешаков в 1938 г. назвал курильской (рубеж эоцена-олигоцена), алеутской (нижний-средний миоцен) и камчатской (миоцен-плиоцен*) фазами складчатости, а инундационные, наиболее мористые части комплексов связаны с крупными повышениями уровня Мирового океана, которые в глобальной секвенс-стратиграфической шкале датируются 23,8; 15,5 и 5 млн. лет [Hardenbol et al., 1998].

Общая мощность кайнозойских отложений достигает в Охотско-Западно-Камчатском бассейне 11–12 км, в Западно- и Северо-Сахалинских бассейнах 7–9 км; в Анадырском - 6–8 км. Всего в кайнозойских отложениях дальневосточной островодужной окраины открыто 86 месторождений нефти и газа, в том числе 13 месторождений на море.

Подводя итог рассмотрению нефтегазоперспективных толщ Дальнего Востока, можно констатировать, что нефтегазовыми доминантами являются миоценовые отложения островодужной окраины. Концентрация запасов УВ устанавливается на двух уровнях под глинистыми покрывками, соответствующих периодам максимального морского затопления территорий: среднемиоценовому (15 млн. лет) и раннеплиоценовому (5 млн. лет). В меньшей мере перспективны породы, которые бронируются верхнеолигоценовой глинисто-кремнистой толщей.

Главный риск нефтегазопоисков в регионе связан с резервуарным фактором. Он может быть минимизирован прогнозом положения древних седиментационных систем: дельт крупных рек в мелководной зоне и конусно-веерных систем глубоководья. Кроме того, для рифтовых палеогеновых отложений, с коллекторскими свойствами которых ассоциируется нефтегазоносность значительных площадей Северного и Северо-Восточного Приохотья, а также Татарского пролива, важен прогноз ареалов вулканизма и катагенетической изменчивости пород, а для верхнеолигоцен-миоценовых отложений прогноз высокоёмких коллекторов в силицитовых толщах, широко распространённых в Охотской НПП.

* датировка событий дается по современным стратиграфическим шкалам.

Литература

Богданов Н.А., Тильман С.М. Тектоника и геодинамика Северо-Востока Азии // Объяснительная записка к тектонической карте Северо-Востока Азии. Масштаб 1: 5000 000. - М.: Институт литосферы РАН. - 1992. - 54 с.

Верещагин В.Н. Меловая система Дальнего Востока // Труды ВСЕГЕИ. – Л.: Недра. – 1977. - Вып. 242. - 208 с.

Волобуева В.И., Красный Л.Л. Маастрихтско-неогеновые отложения востока Корякского нагорья. - М.: Наука. - 1979. - 83 с.

Маргулис Е.А. Палеоцен-нижнеэоценовая кора выветривания – новый объект нефтегазопоисков на Северо-Востоке России // Геологические проблемы развития углеводородной и сырьевой базы Дальнего Востока и Сибири. - Сборник материалов научно-практической конференции. - СПб.: Недра. - 2006. - С. 262-268.

Маргулис Л.С., Маргулис Е.А. Литология палеогеновых отложений юго-запада Сахалина // Разведка и охрана недр. - 2010. - № 4. - С. 17-22.

Сальников Б.А., Иваньшина Л.П., Сальникова Н.Б., Туренко Т.В. Новый разрез верхнего мела на северном Сахалине // Тихоокеанская геология. - 2001. - Т.20. - № 1. - С. 48-56.

Маргулис Л.С., Агапитов Д.И., Маргулис Е.А., Пылина Л.М., Гладенков А.Ю., Жидкова Л.С., Дмитриева Т.В., Федорова В.А., Фрегатова Н.А. Первые данные о кайнозойском разрезе Чукотского шельфа Берингова моря // Стратиграфия. Геологическая корреляция. - 2001. - Т.19. - № 2. - С. 103-114.

Hardenbol J., Thierry J., Farley M., Jacquin Th., de Graciansky P.-C. and Vail P.R. Mesozoic and Cenozoic sequence chronostratigraphic framework of European Basins // SEPM (Society of Sedimentary Geology) Special Publication. - 1998. - № 60. - P. 51-77.

Margulis L.S.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

OIL AND GAS PERSPECTIVE OBJECTS OF THE RUSSIAN FAR EAST

The geological peculiarities and the main geological properties of the Mesozoic-Cenozoic strata of land and water areas of the Far East, representing small depressions of the continent and large sedimentary basins of the Pacific island-arc margin, are characterized. Depressions of continent are represented by terrigenous and volcanic-sedimentary rocks of a wide age range from the Triassic to the Cenozoic. Pacific margin sedimentary basins are represented mainly by Cenozoic strata up to 12-13 km. The geological peculiarities of rocks of these basins are diverse and characterized by sharp lithofacies variability. The main oil and gas potential of the Far East are associated with terrigenous deposits of large fluvial, deltaic and canyon sedimentation systems of the inner part of island-arc margin.

Key words: Far East, sedimentary basins, lithology, petroleum potential.

References

Bogdanov N.A., Til'man S.M. *Tektonika i geodinamika Severo-Vostoka Azii* [Tectonics and geodynamics of the North-East Asia]. Ob'yasnitel'naya zapiska k tektonicheskoy karte Severo-Vostoka Azii. Moscow: Institut litosfery RAN, 1992, 54 p.

Hardenbol J., Thierry J., Farley M., Jacquin Th., de Graciansky P.-C. and Vail P.R. Mesozoic and Cenozoic sequence chronostratigraphic framework of European Basins. SEPM (Society of Sedimentary Geology) Special Publication, 1998, no. 60, p. 51-77.

Margulis E.A. *Paleotsen-nizhneeotsenovaya kora vyvetrivaniya – novyy ob'ekt neftegazoposkov na Severo-Vostoke Rossii* [Paleocene - Lower Eocene weathering crust - a new object for petroleum prospecting the North-East of Russia]. Geologicheskie problemy razvitiya uglevodorodnoy i syr'evoy bazy Dal'nego Vostoka i Sibiri. Sbornik materialov nauchno-prakticheskoy konferentsii. Saint Petersburg.: Nedra, 2006, p. 262-268.

Margulis L.S., Agapitov D.I., Margulis E.A., Pylina L.M., Gladenkov A.Yu., Zhidkova L.S., Dmitrieva T.V., Fedorova V.A., Fregatova N.A. *Pervye dannye o kaynozoyском razreze Chukotskogo shel'fa Beringova morya* [The first data on the Cenozoic section of the Chukchi shelf of Bering Sea]. Stratigrafiya. Geologicheskaya korrelyatsiya, 2001, vol. 19, no. 2, p. 103-114.

Margulis L.S., Margulis E.A. *Litologiya paleogenovykh otlozheniy yugo-zapada Sakhalina* [Lithology of the Paleogene sediments of southwestern Sakhalin]. Razvedka i okhrana neдр, 2010, no. 4, p. 17-22.

Sal'nikov B.A., Ivan'shina L.P., Sal'nikova N.B., Turenko T.V. *Novyy razrez verkhnego mela na severnom Sakhaline* [The new section of the Upper Cretaceous in northern Sakhalin]. Tikhookeanskaya geologiya, 2001, vol. 20, no. 1, p. 48-56.

Vereshchagin V.N. *Melovaya sistema Dal'nego Vostoka* [Cretaceous system in the Far East]. Trudy VSEGEI. Leningrad: Nedra, 1977, vol. 242, 208 p.

Volobueva V.I., Krasnyy L.L. *Maastrikhtsko-neogenovye otlozheniya vostoka Koryakskogo nagor'ya* [Maastricht-Neogene sediments of the eastern Koryak Highlands]. Moscow: Nauka, 1979, 83 p.