

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/39_2017

УДК 553.98:550.8[(571.56-18)+(268.55)]

Аржаков Н.А., Оболкин А.П., Ситников В.С.

Институт проблем нефти и газа СО РАН, Якутск, Россия, n.a.arjakov@mail.ru, a-obolkin@list.ru, sitgeo@mail.ru

АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ ПОТЕНЦИАЛЬНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РАЙОНОВ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЯКУТИИ И ПРИЛЕГАЮЩЕГО ШЕЛЬФА ВОСТОЧНО-АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

Приведены краткие сведения о степени и характере изученности потенциально нефтегазоносных территорий северо-востока Республики Саха (Якутия) и прилегающего шельфа восточно-арктических морей геологической съемкой и различными геофизическими методами. Рассмотрены особенности их строения с позиций нефтегазовой геологии.

Ключевые слова: *потенциально нефтегазоносный район, геолого-геофизическая изученность, северо-восток Республики Саха (Якутия), шельф восточно-арктических морей.*

Северо-восток Якутии, ограниченный контуром Верхояно-Колымской складчатой области, издавна славится богатствами недр, представленными, в первую очередь, твердыми полезными ископаемыми. На основе открытых крупных месторождений золота, олова, сурьмы, каменного угля в доперестроечный период здесь организована интенсивная добыча указанных полезных ископаемых с обеспечением развитой инфраструктуры: поселков городского типа, шахт, карьеров.

Геологические исследования в пределах Северо-Восточной Якутии выполняются, начиная с 30-х гг. XX столетия. Плановые региональные геологосъемочные работы масштаба 1:1000000 начались в 1930-1940-е гг., однако основной объем работ выполнен в 1950-1960 гг., затем они возобновились в конце 1990-х гг. и продолжаются до сих пор. За этот же период вся рассматриваемая территория охвачена среднемасштабной геологической съёмкой, а также магнито- и гравиразведкой масштаба 1:200000. К настоящему времени во всех перспективных рудных районах Северо-Восточной Якутии проведены геологоразведочные работы и аэромагнитная съемка масштабов 1:50000, 1:25000 и крупнее. На основе обобщения огромного фактического материала в результате перечисленных работ получены современные представления о стратиграфии, магматизме, тектонике, геоморфологии, гидрогеологии, экологии и наличии различных полезных ископаемых. Указанные работы выполнялись силами ВНИИОкеангеология, НИИГА, ВСЕГЕИ, ФГУНПП «Аэрогеология», ОАО «МАГЭ», ОАО «Магадангеология», ГУ ГПП РС (Я) «Якутскгеология», ГУ ГПП РС(Я) «ЯПСЭ».

Из-за закрытости территории современными осадками значительной мощности из сферы внимания исследователей на протяжении длительного времени выпадали молодые наложенные впадины и прогибы на северо-востоке Якутии весьма интересные в нефтегазоносном отношении.

В 1959 г. на основе анализа тектоники, стратиграфии, литологии, палеогеографии и гидрогеологии северо-востока Якутии впервые намечены районы и интервалы разреза осадочного чехла, наиболее перспективные на поиски нефти и газа [Черский, 1959]. Приоритетными районами для постановки поиска углеводородов (УВ) признаны Приморская низменность, Новосибирские острова, западное и юго-западное обрамления Колымского срединного массива, а также Зырянская впадина с отложениями широкого стратиграфического диапазона. При этом, синийские (вендские), кембрийские и ордовикские отложения в пределах перечисленных районов в силу воздействия на них интенсивного вулканизма и складкообразованию оценивались как малоперспективные в отношении нефтегазоносности. К непредставляющим значительный интерес для поисков УВ отнесены также каменноугольные, пермские и триасовые осадочные толщи ввиду их крайне локального развития или отсутствия. К числу районов перспективных для поисков нефти и газа в отложениях силура-девона добавлены Абыйская низменность и бассейн р. Таскан на Колымском поднятии, где эти отложения залегают на доступной глубине (до 3,0 км) и почти не затронуты вулканизмом. Силур-девонские отложения оценены как перспективные в зоне береговой линии Восточно-Сибирского моря, а также на Новосибирских островах. В пределах Приморского прогиба и Зырянской впадины наиболее перспективными на нефть и газ признаны юрские образования, представленные чередованием песчано-глинистых пород. Большая водонасыщенность юрских песчаников свидетельствует об их хороших коллекторских свойствах, а аржиллиты и глинистые сланцы, играющие значительную роль в составе разреза юры, указывают на наличие надежных покрышек.

С целью оценки перспектив нефтегазоносности Колымского массива, Момо-Зырянской впадины и Приморского прогиба в 1968 г. коллективом авторов проанализированы результаты специальных геохимических исследований природных вод, газов и битумов данного региона [Косолапов, Мокшанцев, Черский, 1968]. Свободные газопроявления в источниках с менее интенсивным водообменом наблюдались как на юго-западном борту Момской мульды, так и на южных склонах Илинь-Тасского мегантиклинория. Здесь газ характеризуется резко повышенным суммарным содержанием предельных УВ, представленных всей гаммой тяжелых гомологов. В отдельных случаях суммарный дебит газа в источнике составлял 0,5-1,0 м³/мин. В пределах Момского и Индигиро-Зырянского прогибов, несмотря на незначительную общую битуминозность пород (0,02-0,03%), содержащийся в них битум

характеризуется восстановленностью, на что указывает высокое содержание в них хлороформного битумоида. Большие мощности битумосодержащих пород позволяют предполагать, что они могли генерировать огромные количества жидких и газообразных УВ, формирующих залежи нефти и газа.

По мнению А.И. Косолапова, К.Б. Мокшанцева и Н.В. Черского наиболее перспективными в отношении УВ в пределах Восточной Якутии являются отложения среднего палеозоя, развитые на Колымском срединном массиве, Новосибирских островах и в Приморском прогибе [Косолапов, Мокшанцев, Черский, 1968]. На это указывает, в частности, факт получения жидкой нефти из силурийских пород в бассейне р. Таскан в мелкой колонковой скважине. Высокие перспективы нефтегазоносности связываются также с верхнеюрскими и нижнемеловыми отложениями, объединяемыми в «зырянский комплекс». Отличительной чертой зырянского комплекса является слабая метаморфизованность и относительно пологое залегание. По составу, условиям осадконакопления эти образования сходны с одновозрастными газоносными отложениями Предверхоянского прогиба.

Значительный интерес представляет структурно-тектонический анализ Зырянской впадины, выполненный на основании комплексной интерпретации результатов геолого-геофизических и структурно-геоморфологических исследований предыдущих лет [Чочиа и др., 1972]. Момо-Зырянская впадина простирается в северо-западном направлении почти на 600 км при максимальной ширине 200 км и ограничена со всех сторон складчато-глыбовыми поднятиями. Впадина выполнена толщами верхнеюрских вулканогенно-осадочных пород мощностью до 6,0 км и нижнемеловых угленосных отложений мощностью до 5,0 км. Вышележащую часть разреза составляют относительно маломощные терригенные породы верхнего мела и кайнозоя. Этот комплекс пород залегает на гетерогенном складчатом фундаменте, который сложен докембрийскими и ниже-среднепалеозойскими образованиями. Момо-Зырянская впадина разделена на три продольно ориентированных крупных тектонических элемента: Момский прогиб, Илинь-Тасский антиклинорий и Зырянский прогиб, ограниченные зонами глубинных разломов. В Зырянском прогибе в пределах юрско-мелового чехла выделен ряд элементов I-III порядков. В качестве структур I порядка оконтурены Селенняхская и Ожогинская депрессии, Сулакканская седловина. В гравитационном поле депрессиям соответствуют минимумы силы тяжести. Каждая из структур I порядка разделяется на три поперечные структуры II порядка. В целом Зырянский прогиб расчленяется на чередующиеся 5 мульд и 4 поднятия, ориентированные в северо-восточном и северо-северо-восточном направлениях. В пределах вышеуказанных депрессий антиклинали (структуры III порядка) образуют субпродольные линейные антиклинальные зоны. По масштабам проявления и соподчиненности вмещающих складчатых структур,

выделяемые разрывные нарушения подразделяются на сквозные, региональные и структурные. Основные перспективы нефтегазоносности Зырянского прогиба связаны с отложениями нижнего мела [Чочиа и др., 1972].

В начале 70-х гг. XX столетия на основе анализа обширного фактического материала, полученного в предыдущие годы, на северо-востоке СССР и прилегающих шельфах арктических морей выделены 26 возможных нефтегазоносных бассейнов с суммарной площадью 4,1 млн. км² [Трофимук, Шило, Иванов, 1973]. Из них на территории континентальной северо-восточной Якутии обособлены три бассейна: Индигиро-Зырянский, Момский, Северо-Колымский.

Индигиро-Зырянский бассейн приурочен к одноименному прогибу между Алазейским плато и Илинъ-Тасским горст-антиклинорием. В его строении принимают участие породы широкого возрастного диапазона. Фундаментом служат докембрийские метаморфизованные комплексы. Палеозойские породы вместе с толщами нижнетриасового возраста составляют нижний комплекс выполнения и представлены в районах обрамления мощными карбонатно-терригенными сериями, вмещающими редкие горизонты кремнистых, гипсоносных и эффузивных образований. На Алазейском поднятии, ограничивающем бассейн с северо-востока, широко развиты вулканогенные и вулканогенно-осадочные толщи девона – верхней юры. Непосредственно Индигиро-Зырянский бассейн выполняют породы верхнеюрского - нижнемелового возраста, представленные вулканогенно-осадочной, аспидной, флишоидной, шлировой и угленосной молассовой формациями. Суммарная мощность их в зоне хребта Илинъ-Тасс достигает 10-12 км. К северо-востоку в пределах самого Индигиро-Зырянского прогиба мощность комплекса сокращается, видимо в 1,5-2 раза. Бассейн обладает отчетливо выраженным асимметричным строением. Его юго-западный борт крутой, осложнен надвигами, взбросами, узкими наклонными складками. Северо-восточное крыло более пологое. Здесь намечаются флексуры и малоамплитудные пликативные дислокации. В центральных частях бассейна обнаружено несколько выходов УВ-газов, в составе которых преобладают метан и присутствуют его тяжелые гомологи. В нижнемеловых отложениях зафиксированы хорошие гранулярные коллекторы и пласты глин-покрышек. По оценкам исследователей [Трофимук, Шило, Иванов, 1973] северо-восточный борт бассейна представляет большой интерес для поисков нефтяных месторождений в отложениях верхней юры и в более древних образованиях, в частности, в породах среднего и верхнего палеозоя, в разрезе которых на южном обрамлении бассейна отмечены находки битуминозных известняков и жидких нефтидов.

Момский бассейн связан с наложенной позднегеосинклинальной впадиной. С северо-востока он ограничен Илинъ-Тасским горст-антиклинорием, с юго-запада – Тас-Хаяхтахским

поднятием. Верхнеюрские и нижнемеловые вулканогенные, морские песчано-сланцевые и континентальные угленосные молассовые отложения залегают в бортовых частях бассейна на различных горизонтах карбонатно-сланцевого палеозоя. Мощность терригенных образований юры и мела превышает 3,0 км. Из них меловые отложения присутствуют лишь в центральных частях мульды, осложняющих впадину. Мощность их порядка 1,0-1,5 км. Локальные брахиформные антиклинали, кулисообразно расположенные, могут быть ловушкам УВ. Перспективность впадины подтверждается многочисленными водо- и газопроявлениями в долине р. Момы.

Северо-Колымский бассейн оконтуривается в юго-западной части колымской низменности. С юга, запада и севера он ограничен Приколымским, Алазейским и Полоусненским поднятиями, на востоке и северо-востоке – Олойским прогибом. Вся территория бассейна перекрыта плащом кайнозойских осадков значительной мощности. О внутреннем строении бассейна можно судить только по данным геофизических исследований, согласно которым глубина залегания кристаллического фундамента не превышает 1,5-2,0 км. Широкое развитие эффузивных толщ и крупных тел гранитоидов существенно понижает оценку перспектив бассейна на УВ. Перспективными следует рассматривать северные районы бассейна, где мощность осадочных пород может достигать 2,0-2,5 км. Основные перспективы могут быть связаны с палеозойскими и мезозойскими отложениями.

На шельфах моря Лаптевых и Восточно-Сибирского моря и сопряженной с ними северо-восточной континентальной части Якутии [Трофимук, Шило, Иванов, 1973] выделяют Лаптевско-Янский и Новосибирско-Колвиллский (частично) бассейны.

Лаптевско-Янский бассейн приурочен к акватории моря Лаптевых и Приморской низменности в низовьях рр. Омолоя, Яны, Хромы. На севере он ограничен новейшими поднятиями Котельного и Ляховских островов. Платформенный чехол закладывается с верхнего мела, в южной части бассейна он несогласно перекрывает интенсивно дислоцированные терригенные образования верхоянского комплекса, а также верхней юры и валанжина. Плита характеризуется блоковым строением. Молодые грабенообразные впадины и горстовидные поднятия дискордантны по отношению к простиранию мезозойских структур Верхоянского хребта. Перспективы нефтегазоносности связываются с платформенным чехлом в южной части бассейна, где мощность его по геофизическим данным 1,5-2,0 км. Исходя из преимущественно континентального генезиса осадков и невысокой степени их катагенетической преобразованности, следует полагать, что перспективы на углеводородное сырье в молодом чехле связаны в основном с газом. Это подтверждается получением небольших притоков газа из мелких скважин в устье р. Яны. В акватории моря Лаптевых многими исследователями выделяется древняя палеоплатформа, бывшая северным

продолжением Сибирской платформы. Перспективы связываются с палеозойскими терригенно-карбонатными, мезозойскими преимущественно терригенными образованиями и кайнозойским субконтинентальным комплексом. Мощность последнего в акватории по некоторым данным достигает 2,0-3,0 км и более, особенно в рифтогенных прогибах (Усть-Ленский и др.) [Иванова, Секретов, Шкабуро, 1989; Гусев и др., 1999].

Новосибирско-Колвиллский бассейн, занимающий обширные пространства на шельфе Восточно-Сибирского и Чукотского морей рассматривается [Трофимук, Шило, Иванов, 1973] как мегабассейн. На востоке составной частью мегабассейна является Колвиллский прогиб (нефтегазоносный север Аляски), начавший формироваться в раннем мелу перед фронтом хребта Брукса. Прогиб имеет асимметричное строение. Его южный борт осложнен многочисленными взбросами и надвигами. Осевая зона прогиба приближена к его южному борту. Мощность меловых и подстилающих их мезозойских-верхнедевонских отложений достигает 6,0-7,0 км. Северный борт пологий с флексурами, поперечными поднятиями и локальными структурами, осложненными малоамплитудными сбросами. Мощность мелового молассовидного комплекса уменьшается до 0,5-1,0 км. Под ним залегают юрские, пермо-триасовые преимущественно терригенные породы (0,5-0,6 км), терригенно-карбонатные образования каменноугольной системы и верхнего девона (0,6-0,7 км). Фундаментом служат дислоцированные филлиты, глинистые сланцы, кварциты доверхнедевонского возраста. В Колвиллском прогибе открыто несколько мелких газовых (Барроу, Гьюбик) и нефтяных (Умиат, Фиш-Крик, Симисон), связанных с меловыми отложениями месторождений, а также гигантское нефтяное месторождение Прадхо-Бэй, основные продуктивные горизонты которого приурочены к формации Сэдлрочит (пермо-триас) и верхней части известняков Лисборн пенсильванского возраста.

Специалистами НИИГА, ВНИГРИ, ДВЦ АН СССР в 1973-1979 гг. изучены практически все известные битумопроявления на северо-востоке СССР, в том числе: мальты, асфальты, асфальтиты, кериты, антраксолиты, а также выходы нефти и углеводородных газов [Иванов и др., 1973; Иванов, Семенов, Пепеляев, 1975; Иванов, Клубов, 1979]. В 1978 г. на Селенняхском поднятии на правом берегу нижнего течения р. Талынджи, правого притока р. Уяндины (левый приток р. Индигирки) впервые установлены горючие сланцы, представленные черными органогенными криноидными известняками [Клубов, Уров, 1978]. По мнению Б.А. Клубова и К.Э. Урова, они являются нефтематеринскими породами и активно генерировали нефть. Установлена вертикальная зональность метаморфизма органического вещества от антрацита в низах бастахской свиты верхней юры до газов в сиялпской и буоркемюсской свитах нижнего мела. В пределах Верхояно-Колымской складчатой области выделяются крупная Момо-Зырянская впадина и более мелкие депрессии (Раучанская впадины, Олойско-Столбовой,

Тастахский, Мечигменский и Хатырский прогибы), выполненные верхнепалеозойско-кайнозойскими отложениями мощностью от 2,0 до 6,0 км. На шельфе Восточно-Сибирского и Чукотского морей намечены соответственно Новосибирская впадина и Чукотско-Восточно-Сибирский прогиб. По структурно-тектонической, литологической характеристикам и приуроченности к Южно-Гиперборейской глыбе прогиб сравнивается с северным склоном Аляски, где на шельфе, как отмечено выше, открыт ряд месторождений нефти и газа, включая гигантское по запасам нефти месторождение Прэдхо-Бей.

Покровно-надвиговая природа сочленения южной части Зырянского прогиба со складчатыми сооружениями Илинъ-Тасского антиклинория тщательно изучена в 1987-1988 гг. ИГ ЯНЦ СО АН СССР [Гайдук и др., 1988]. При этом последняя складчатость в Илинъ-Тасском антиклинории имела место в послемiocеновое время и поэтому современная тектоническая структура Индигиро-Зырянского прогиба оформилась не в позднем мелу, а в конце неогена. Прогиб выполнен не только верхнеюрско-нижнемеловыми отложениями, но и мощным (более 3 км) комплексом кайнозойских осадков. Вдоль всего прикладчатого борта Индигиро-Зырянского прогиба установлены палеоген-неогеновые отложения. Во всех изученных разрезах кайнозойские отложения по надвигам и взбросам перекрыты нижнемеловыми толщами. В нижней части кайнозойского разреза выделяется глинистая толща с видимой мощностью около 150 м. Толща более чем на 80-90% сложена пластичными глинами, в разрезе которых присутствуют прослои (0,05-1,0 м) углей, песчаников, алевролитов и линзы мергелей. Возраст глин по спорово-пыльцевому комплексу палеогеновый (эоценовый). Глинистая толща надвинута на отложения мятисской серии, видимая мощность которой по рр. Мятись и Кыллах оценивается в 1,5 км. Серия примерно на три четверти сложена слабо- и среднесцементированными песчаниками. Около 20% приходится на пластичные глины. Переслаивание пород ритмичное. Песчаники образуют пачки мощностью от первых метров до 200 м. Мощность глинистых пачек - от первых метров до 60 м. Наиболее мощные пачки глин приурочены к нижней четверти разреза серии и к ее середине. Завершается разрез мятисской серии также глинистой пачкой видимой мощностью около 150 м. В целом мощность палеоген-неогеновых отложений на «приилиньтасском» борту Индигиро-Зырянского прогиба в междуречье Индигирки и Сулаккана не менее 2,5-3 км. Этот разрез в центральной части прогиба наращивается плиоцен-четвертичными отложениями, мощность которых по данным электроразведочных работ, выполненных геофизической экспедицией №6, в Мятисской мульде оценивается в 500 м. Таким образом, кайнозойские отложения Индигиро-Зырянского прогиба имеют большую мощность (более 3 км), они содержат проницаемые и изолирующие горизонты и поэтому могут рассматриваться как перспективный объект поиска.

Первые геофизические работы на углеводородное сырье начались в пределах Зырянского прогиба в 1970 г. трестом «Якутскгеофизика» (ЯГФ) и представляли собой электроразведку методом магнитотеллурического зондирования (МТЗ) масштаба 1:1500000. По результатам работ выделены Селенняхская, Мятисская, и Ожогинская мульды, а также разделяющая первые две депрессии Кебергененская седловина. Мощность осадков, залегающих над опорным высокоомным горизонтом, в контурах указанных структур оценена в 7-9 км.

В 1985-1986 гг. на севере, в центральной части Приморского прогиба, ЯГФ проведены региональные МТЗ масштаба 1:500000. В пределах северной части района выделены Тастахская впадина с глубиной кровли опорного горизонта 2-3 км и Хромское поднятие, где глубина опорного горизонта менее 1 км. Платформенная часть района (Приморский прогиб) оценивается как перспективная на поиски УВ в послелюрских отложениях. В 1986-1987 гг. МТЗ продолжены на Колымской площади. На территории работ выделено три типа геоэлектрических кривых: геосинклинальный, приморский и колымский. В 1987-1989 гг. МТЗ продолжена в северо-западной части Зырянского прогиба. Этими работами уточнена северная граница Зырянского прогиба, в юго-западной части площади подтверждено наличие зоны надвиговых дислокаций. Оконтурены Западно- и Восточно-Селенняхская мульды и разделяющее их Центрально-Селенняхское поднятие. Установлен также целый ряд локальных поднятий. Некоторые из них полностью или частично совпадают с локальными максимумами силы тяжести.

Сейсморазведка МОГТ-2Д на северо-востоке Якутии планомерно велась с 1985 г. до начала 1990-х гг. Исследования начаты в северо-западной части Зырянского прогиба по редкой сети профилей 6-ти и 12-ти кратной системой наблюдения. По результатам проведенных работ изучено строение северо-западной части Зырянского прогиба (Селенняхская мульда) по отложениям мела и палеогена. Выявлен антиклинальный перегиб, ранее намеченный гравиразведкой (Крестовское поднятие). В 1989-1990 гг. изучение перспективных территорий северо-востока Якутии сейсморазведкой продолжено в центральной части Тастахской впадины. Выделены 3 структурно-тектонических этажа. Выявлены антиклинальные перегибы.

Региональные сейсмические исследования МОГТ, впервые выполненные в 1986 г. МАГЭ ПГО «Севморгеология» [Иванова, Секретов, Шкарубо, 1989] в центральной и восточной частях моря Лаптевых, позволили уточнить геологическое строение шельфа. На сейсмических временных разрезах МОГТ выделено восемь основных отражающих горизонтов (снизу вверх): VI, V', V, IV, III, II, I, Л. Полный набор горизонтов фиксируется в южной, центральной и юго-западной частях Лаптевского шельфа (Западно-Лаптевская область). В

восточной части (Восточно-Лаптевская область) выделяются лишь три верхних горизонта (II, I, L). Выполненный сейсмостратиграфический анализ [Иванова, Секретов, Шкарубо, 1989] позволил прогнозировать литологический состав и возраст отложений, формирующих нижний структурный этаж осадочного чехла на Лаптевском шельфе. Выделены следующие комплексы: рифей-вендский (PR₂) между горизонтами VI–V' мощностью 1-2,5 км (в отдельных - случаях до 3-3,5 км); нижепалеозойский (кембрий) между V'-V - 0,5-1,4 км; нижне-среднепалеозойский (O, S, D) между V-IV - 0,5-2,5 км; средне(?)-верхнепалеозойский (D(?) - C_{1v}) между IV-III - 0,5-1,7 км; верхнепалеозойско-нижнемеловой (C₂-K₁) между III-II - 0,5-4,5 км. Достаточно высокая степень дислоцированности и широкое развитие дизъюнктивных нарушений позволяют отнести эти отложения к параплатформенному промежуточному этажу в составе основания Лаптевской плиты. Первые четыре комплекса (PR₂-C₁) слагают терригенно-карбонатную часть параплатформенных образований; характеризуются значениями интервальных скоростей V_{инт} > 4,5 км/с. Верхний комплекс (C₂-K₁) представлен терригенными породами со скоростями V_{инт} = 3,0-4,5 км/с. Повсеместно прослеженные на сейсмических разрезах МОГТ горизонты II, I, L характеризуют строение верхнемелового-кайнозойского плитного комплекса, формирующего верхний койлогенный этаж в структуре осадочного чехла. Для восточной части Лаптевской плиты – это единственный этаж осадочного чехла; на большей части территории его мощности не превышают 1-1,5 км, увеличиваясь до 2-3,5 км в грабенообразных прогибах и сокращаясь до 500-700 м в сводах горстовых поднятий. В Западно-Лаптевской области койлогенный чехол характеризуется мощностями 2-5 км и наращивает сверху осадочный разрез (до 4-7 км) эпикарельских параплатформенных образований (PR₂-K₁). Горизонт II, соответствующий кровле гетерогенного основания Лаптевской плиты, определяет подошву плитного комплекса. Горизонты I и II отождествлены с поверхностями выравнивания соответственно дат – раннепалеоценового и позднеолигоцен-раннемиоценового возраста, имеющими региональное распространение в пределах восточной части обрамляющей суши. На основе сейсмостратиграфического анализа устанавливается преимущественно континентальный генезис для отложений верхнего мела - палеогена и прибрежно-морской – для неоген-четвертичных. Верхнемеловой комплекс, имеющий мощности от 0,5 до 3 км, со скоростями сейсмических волн V_{инт} = 2,5-3,5 км/с представлен различными фациями дельтовых отложений, угленосными, локально вулканогенно-осадочными образованиями и отражает структуру чехла бассейна стадии общего опускания. Формирование палеогеновых отложений происходило в обстановке контрастных тектонических движений, охвативших центральную и восточную части Лаптевского шельфа и приведших к дифференциации существовавшего бассейна: повсеместно фиксируются блоковые подвижки с амплитудами вертикальных

смещений по разломам от сотен метров до 2 км. При этом для всей допалеогеновой части разреза разрывные нарушения являются, как правило, постседиментационными и затухают в акустически прозрачной толще палеогенового комплекса; поверхность I – последняя снизу вверх, имеющая расчлененный блоковый рельеф. В палеогене произошло заложение региональной системы грабенов на Лаптевском шельфе – это Усть-Ленский, Омолойский, Бельковско-Святоносский, Широстонский, Чондонский, Усть-Янский, которое сопровождалось соответственно ростом краевых и внутренних поднятий (вал Минина, поднятие Интенсивное, Восточно-Лаптевский и Столбовской горсты). Слаболитифицированные осадки с интервальными скоростями $V_{\text{инт}} = 2,3-2,5$ км/с оказались локализованными в грабенообразных прогибах, где они, компенсируя последние, имеют мощности 0,5-2 км. Самый верхний неоген-четвертичный комплекс осадочных образований является покровным для всей Лаптевской плиты: отложения с размывом залегают на разновозрастных подстилающих толщах, перекрывая повсеместно палеогеновый структурный план. Максимальные мощности фиксируются в центральной части современного шельфа (0,8-1,2 км), минимальные – в восточной (300-400 м); значения интервальных скоростей заключены в пределах 2,1-2,2 км/с. По результатам проведенного анализа авторами протрассирована граница между перикратонным блоком Сибирской платформы на западе и акваториальным продолжением мезозойд в восточной части. Освещено строение осадочного чехла, оценены мощности слагающих его комплексов. В пределах обширной центральной части Лаптевского шельфа установлена значительно большая, чем предполагалось ранее, мощность осадочного чехла – 6-12 км. Выявлена ведущая роль палеогенового этапа тектонической активизации в формировании структурного плана Лаптевской плиты.

В начале 1990 г. по поручению МинГео СССР разработана «Комплексная программа геологоразведочных работ на нефть и газ в Зырянском прогибе» (В.Д. Матвеев, В.С. Ситников, трест «Якутскгеофизика», 1990). В составлении программы принимали участие трест «Якутскгеофизика», ПГО «Ленанефтегазгеология», ИГ ЯНЦ СО АН СССР, ВНИГРИ, НПО «Сибгео», ИМ СО АН СССР. Программой предусматривалось выполнить в 1991-1994 гг. электроразведку МТЗ – 600 ф.н., сейсморазведку МОГТ-2Д – 2150 км, бурение 6 структурно-параметрических скважин глубиной до 2000 м со вскрытием верхнеюрско-нижнемеловых образований; 2 параметрических скважин глубиной до 4000 м, а также провести геохимические исследования методикой прямых поисков. Полностью осуществить программу по стечению обстоятельств первой половины 1990-х гг. не удалось, во время перестройки работы прекратились.

Сейсморазведка МОГТ-2Д продолжена в Зырянском прогибе и Приморской низменности только до 1993 г. В Зырянском прогибе уточнено строение его восточной части,

выделены зоны выклинивания меловых отложений, выявлена Куранахская структура площадью около 280 км². В Приморской низменности оценена мощность осадочного чехла, дана характеристика структурного плана Тастахского прогиба и Хромского массива по отражающим горизонтам в юрских, меловых и неогеновых отложениях, закартирована Солунтахская брахиантиклиналь площадью 620 км². Весь объем сейсморазведки МОГТ-2Д на изученных территориях северо-востока Якутии составляет 3666 км. Из них в Зырянском прогибе – 2592 км, в Приморском – 1074 км. Плотность сети сейсмических профилей в прогибах соответственно 0,05 и 0,004 км/км².

Полевые геохимические исследования по программе прямых поисков залежей нефти и газа проводились по рр. Селеннях, Мятись, Чукча, Бадяриха, Индигирка и др. По результатам этих исследований выделен ряд геохимических аномалий, проведено районирование территории по геохимическим данным, намечены возможно нефтегазоносные площади. Подтверждена возможность формирования небольших газовых и газоконденсатных залежей в верхнеюрско-меловых и палеоген-неогеновых отложениях.

В 1990-1992 гг. пробурены 4 структурно-параметрические скважины на Индигирской площади, расположенной в северо-западной части Зырянского прогиба. Все они вскрыли проектный горизонт (верх верхней юры) на глубинах на 400-1000 м выше, чем предусматривалось по проекту. Фактические глубины скважин - 1066–1611 м. Суммарная проходка составила 5126 м. Результаты структурно-параметрического бурения отражены в отчете В.В Соловьева (В.В. Соловьев, М.В. Николаева, Е.А. Гаранина, ООО «Якутское управление буровых работ», ОАО «Якутгазпром», 2006).

Структурно-параметрическими скважинами на Индигирской площади вскрыты на полную мощность отложения кайнозоя и частично мезозоя (табл. 1).

Изучение коллекторских свойств вскрытых пород позволило выделить в составе илиньтасской свиты и бастахской серии верхней юры, а также даркылахской свиты палеогена значительное количество пластов-коллекторов с удовлетворительными фильтрационно-емкостными свойствами. В составе каждой из вскрытых свит выделяются глинистые пачки. Венчающая разрез кыллахская свита полностью проморожена и непроницаема. Мощность многолетнемерзлых пород – 417 м.

В результате испытания намеченных объектов притоков нефти или газа не получено.

С конца 1990-х гг. по настоящее время в пределах Восточно-Арктического шельфа Российской Федерации, включая акваторию Лаптевского, Восточно-Сибирского и Чукотского морей, ведутся региональные сейсморазведочные и научно-тематические исследования, выполняемые силами ведущих научных организаций и нефтегазовых компаний страны [Виноградов, Гусев, Лопатин, 2004; Грамберг и др., 2000; Дараган-Суцова и др., 2015;

Евдокимова, Ким, Супруненко, 2007; Малышев и др., 2009; Петровская, Савишкина, 2014; Поселов и др., 2012]. По их результатам на восточной части арктического шельфа уточнены структурно-тектонические особенности строения осадочного чехла (рис. 1), закартированы грабенообразные прогибы с мощностью осадочного чехла до 4-6 км. Кайнозойский осадочный чехол расчленен на ряд сеймостратиграфических подразделений. В разрезе осадочного чехла шельфов восточно-арктических морей намечены перспективные нефтегазоносные комплексы. Выделены осадочные и нефтегазоносные бассейны. При этом Лаптевский шельф оценен как наиболее перспективный на нефть и газ. Дана предварительная оценка прогнозных ресурсов УВ по шельфу Северного Ледовитого океана в целом и в пределах отдельных бассейнов, нефтегазоносных провинций и областей. На перспективу предложен рациональный комплекс региональных и поисковых работ на нефть и газ.

Таблица 1

**Сопоставление мощностей стратиграфических подразделений в разрезах скважин
Индигорской площади [Соловьев, 2006]**

Возраст	Серия	Свита	Номера скважины и мощности, м			
			272-01	272-02	272-03	272-05
Неоген		Кыллахская	216	511	285	-
	Мятисская	Даркылахская	575	689	423	-
		Эльгандинская	199	194	-	-
Нижний мел	Зырянская	Встречнинская	-	-	-	-
		Буоркемюсская	-	-	-	-
		Силяпская	-	-	-	-
		Ожогинская	-	-	-	-
Верхняя юра	Бастахская		104 вск.	160 вск.	-	1056 вск.
		Илиньтасская	-	-	544 вск.	-
Забой скважины, м			1149	1611	1300	1066

По оценкам широко известных в стране и за рубежом ученых, представляющих ИНГГ им. А.А. Трофимука, ВНИИОкеангеология, ВНИГРИ, ИПНГ СО РАН, ВСЕГЕИ, МГУ им. М.В. Ломоносова, а также ПАО «Роснефть» [Конторович и др., 2010], наиболее вероятные объемы начальных ресурсов УВ восточно-арктического шельфа России следующие: Лаптевская НГО: нефть (извл.) – 2,3 млрд. т, газ свободный – 4,2 трлн. м³; Восточно-Арктическая НГО: нефть (извл.) – 6,0 млрд. т, газ свободный – 4,7 трлн. м³; Новосибирско-Чукотская НГО: нефть (извл.) – 0,7 млрд. т, газ свободный – 1,1 трлн. м³.

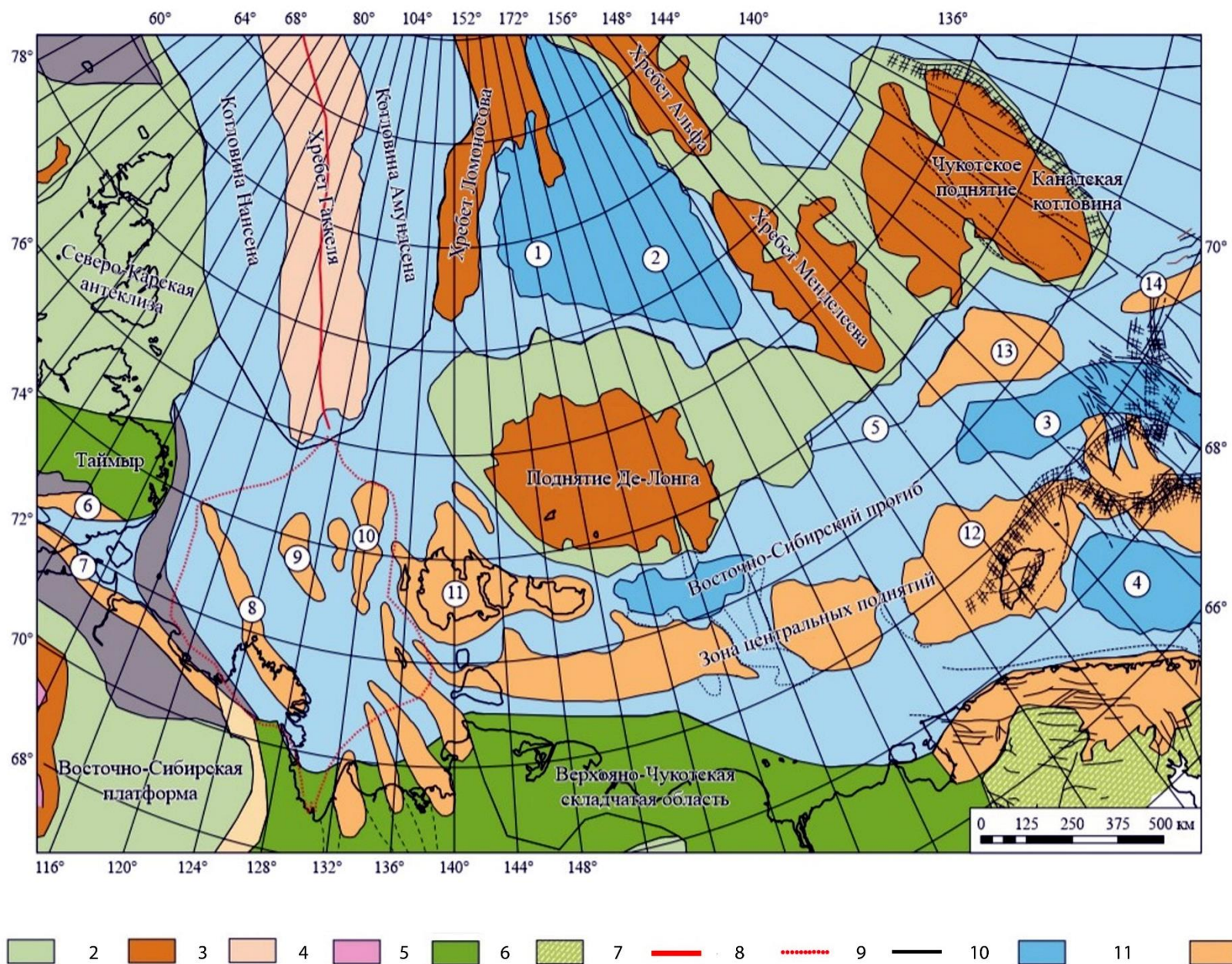


Рис. 1. Схема тектонического строения Российской Арктики и прилегающих акваторий [Ступакова и др., 2016]

1 – сверхглубокие депрессии и зоны рифтогенеза; 2 – платформенные массивы; 3 – массивы-выступы фундамента; 4 – Срединно-океанический хребет; 5 – Анабарский щит; 6 – киммерийская складчатость; 7 – Охотско-Чукотский вулcano-плутонический пояс; 8 – ось срединно-океанического хребта; 9 – область сейсмической активности моря Лаптевых; 10 – разломы; 11 – прогибы и впадины (1 – котловина Макарова, 2 – котловина Подводников, 3 – Северо-Чукотский прогиб, 4 – Южно-Чукотский прогиб, 5 – прогиб Вилькутского); 12 – валы и поднятия (6 – Киряко-Тасская зона поднятий, 7 – Белогоро-Тиганская зона поднятий, 8 – Трофимовское поднятие, 9 – вал Минина, 10 – Восточно-Лаптевское поднятие, 12 – Врангелево-Геральдская зона поднятий, 13 – Северо-Чукотское и Андияновское поднятия, 14 – вал Барроу).

По данным Б.В. Сенина и М.И. Леончика количество выявленных перспективных объектов в пределах восточно-арктических морей в условиях слабой и весьма неравномерной изученности территорий - 73. Из них: море Лаптевых – 40, Восточно-Сибирское море – 10 и Чукотское море – 23 [Сенин, Леончик, 2013].

По данным ФГУП «ВНИИОкеангеология» к концу 2013 г. [Каминский, Супруненко, Черных, 2014] в акватории восточно-арктических морей РФ отработано всего порядка 97,0 тыс. км сейсмических профилей, в том числе: Лаптевское – 52,91, Восточно-Сибирское – 24,44 и Чукотское - 19,51 (рис. 2). Средняя плотность сейсморазведки изменяется от 0,03 до 0,08 км/км².

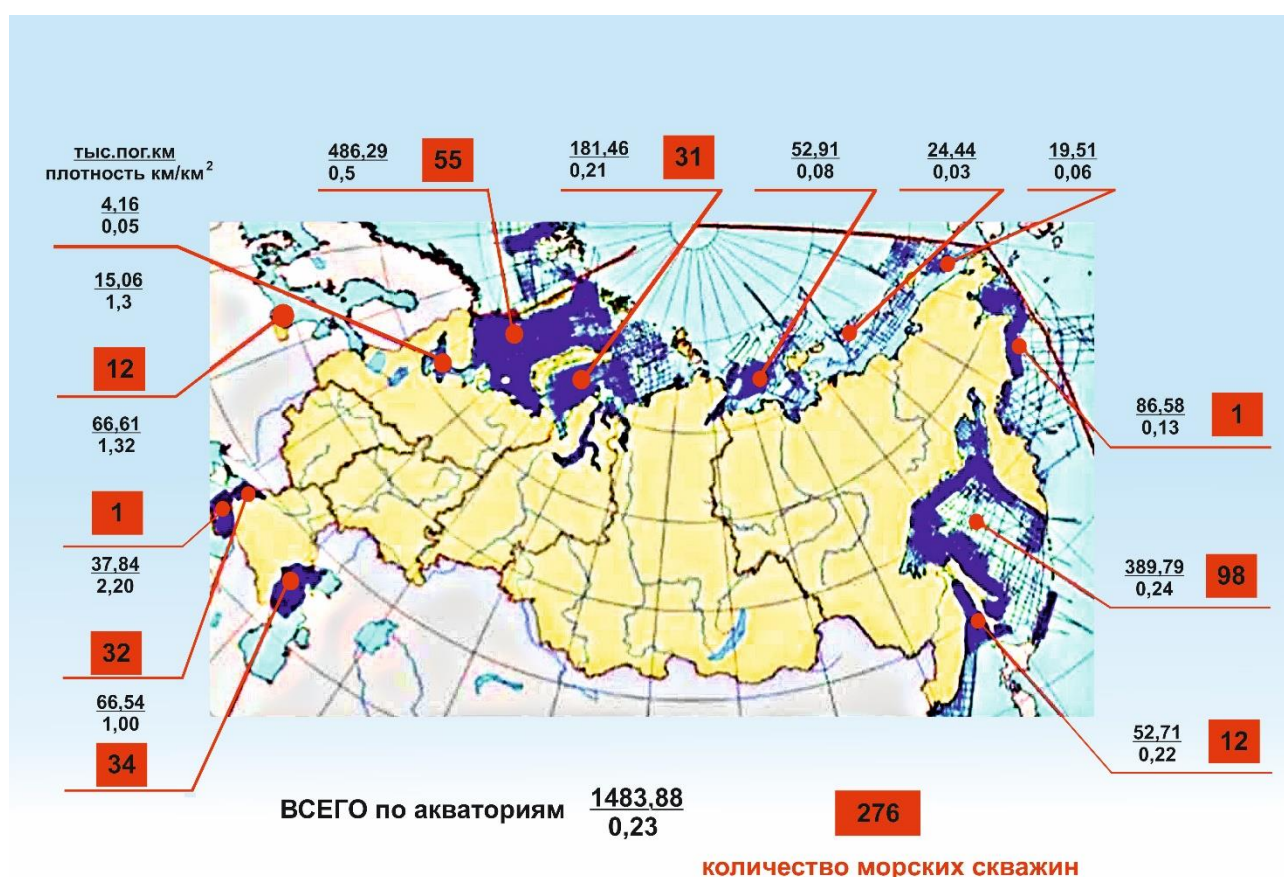


Рис. 2. Геолого-геофизическая изученность шельфа Российской Арктики
[Каминский, Супруненко, Черных, 2014]

К настоящему времени крупные газовые открытия сделаны в российском секторе в акватории Баренцева и Карского морей (месторождения Штокмановское, Русановское, Ленинградское, Победа). Крупные газонефтяные месторождения открыты в американском секторе (месторождения Прадхо-Бей, Бургер, Лисберн). Бассейновый анализ акваторий Российской Арктики показывает, что весьма вероятно могут быть открыты новые месторождения нефти и газа на пока ещё слабо изученных территориях [Ступакова и др.,

2016].

Резюмируя очень краткий обзор геолого-геофизической изученности северо-восточных районов Якутии и прилегающего шельфа восточно-арктических морей, следует признать, что при однозначной весьма положительной оценке перспектив нефтегазоносности, указанные территории России остаются наименее изученными на нефть и газ в арктической зоне страны. Исходя из мировой тенденции и нарастающего интереса к освоению Арктики, можно прогнозировать, что в ближайшей перспективе ситуация с геолого-геофизическим изучением северных территорий Якутии и прилегающего шельфа арктических морей, существенно изменится. Основанием для столь оптимистичного вывода служат последние результаты, полученные ПАО «Роснефть» в Красноярском крае, включая открытие нового крупного Центрально-Ольгинского газоконденсатного месторождения на западном побережье Хатангского залива, и в целом планы первоочередных работ этой крупнейшей компании в море Лаптевых на Усть-Ленском, Усть-Оленекском и других лицензионных участках.

Литература

Виноградов В.А., Гусев Е.А., Лопатин Б.Г. Возраст и структура осадочного чехла Восточно-Арктического шельфа России // Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона. – СПб.: ВНИИОкеангеология. - 2004. - №5. - С. 202-212.

Гайдук В.В., Гриненко О.В., Имаев В.С., Сафронов А.Ф., Сергеенко А.И. Перспективы нефтегазоносности Индигиро-Зырянского прогиба // Геологические и экономические аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Якутии. - Якутск: ЯФ СО АН СССР. -1988. - С. 83-90.

Грамберг И.С., Супруненко О.И., Вискунова К.Г., Евдокимова Н.К., Ким Б.И., Косько М.К., Лазуркин Д.В., Сулова В.В., Устинов Н.В. Нефтегазоносность Арктического супербассейна // Разведка и охрана недр - 2000. - № 12. - С. 24-30.

Гусев Е.А., Мусатов Е.Е., Рекант П.В., Рудой А.С., Рязанова М.В. Палеогеография Лаптевоморской континентальной окраины на синокеаническом (поздне меловом-кайнозойском) этапе развития // Геология и тектоника платформ и орогенных областей Северо-Востока Азии (Чтения к 80-летию со дня рождения К.Б. Мокшанцева): материалы совещания. – Якутск: Изд-во ЯНЦ СО РАН, 1999. - Т.1. - С. 79-82.

Дараган-Суцова Л.А., Петров О.В., Соболев Н.Н., Дараган-Суцов Ю.И., Гринько Л.Р., Петровская Н.А. Геология и тектоника северо-востока Российской Арктики (по сейсмическим данным) // Геотектоника. - 2015. - № 6. - С. 3–19.

Евдокимова Н.К., Ким Б.И., Супруненко О.И. Нефтегеологическое районирование шельфа восточно-арктических морей России и перспективы их нефтегазоносности // Геология нефти и газа. – 2007. - № 2. - С. 49-59.

Иванов В.В., Семенов Г.А., Гаврилов Б.П., Клубов Б.А., Балыкина Е.П. Литолого-битуминологическая характеристика юрских и меловых отложений Индигиро-Зырянского прогиба // Проблемы нефтегазоносности Северо-востока СССР. – Магадан: Труды СВНИИ, 1973. - №4. - С. 108-129.

Иванов В.В., Семенов Г.А., Пепеляев Б.А. Нафтидопроявления на юго-восточном обрамлении Индигиро-Зырянского прогиба // Доклады АН СССР. - 1975 - Т.224. - №4. – С. 918-921.

Иванов В.В., Клубов Б.А. Нафтиды и нафтоиды Северо-Востока СССР. - Москва: Наука, 1979. - 148 с.

Иванова Н.М., Секретов С.В., Шкарубо С.И. Данные о геологическом строении шельфа моря Лаптевых по материалам сейсмических исследований // Океанология. -1989. – Т.29. - №5. - С. 789-795.

Каминский В.Д., Супруненко О.И., Черных А.А. Стратегия изучения и освоения нефтегазоносных ресурсов континентального шельфа Российской Федерации. – СПб.: ФГУП ВНИИОкеангеология им. академика И.С. Грамберга, 2014. - С. 52-61

Клубов Б.А., Уров К.Э. Девонские горючие сланцы Селенняхского поднятия (северо-восточная Якутия) // Доклады АН СССР. - 1979. - Т.247. - №5. – С. 1257-1260.

Конторович А.Э., Эпов М.И., Буриштейн Л.М., Каминский В.Д., Курчиков А.Р., Малышев Н.А., Прищепина О.М., Сафронов А.Ф., Ступакова А.В., Супруненко О.И. Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика. - 2010. – Т.51. - № 1. - С. 7-17.

Косолапов А.И., Мокшанцев К.Б., Черский Н.В. Перспективы Колымского массива, Мома-Зырянской впадины и Приморского прогиба на нефть и газ // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. - М.: Недра, 1968. - С. 361-367.

Малышев Н.А., Обметко В.В., Бородулин А.А., Барина Е.М., Ихсанов Б.И. Новые представления о строении осадочного чехла шельфа моря Лаптевых // Геология полярных областей Земли: материалы XLII Тектонического совещания, 2009. – Т.2. - С. 32-37.

Петровская Н.А., Савишкина М.А. Сопоставление сейсмокомплексов и основных несогласий шельфа Восточной Арктики // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2014. - Т.9. - №3. http://www.ngtp.ru/rub/4/39_2014.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/39_2014

Поселов В.А., Жолондз С.М., Трухалев А.И., Косьюк М.К., Поселова Л.Г., Буценко В.В., Павленкин А.Д., Верба В.В., Ким Б.И. Карта мощности осадочного чехла Северного Ледовитого океана // Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического

региона. - СПб.: Труды ВНИИОкеангеология, 2012. - Т.223. - №8. - С. 8-14.

Сенин Б.В., Леончик М.И. Современное состояние фонда подготовленных к бурению объектов на акваториях Российской Федерации // Методические проблемы геологоразведочных и научно-исследовательских работ в области геологии нефти и газа: конференция ВНИГНИ (г. Москва, 16-18 октября 2013 г.). – ВНИГНИ, 2013 - С. 4.

Ступакова А.В., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Большакова М.А., Санникова И.А., Агашева М.А., Катков Д.А., Пушкарева Д.А., Карпов Ю.А. Перспективы открытия новых месторождений в пределах арктического шельфа // Вести газовой науки. - 2016. - № 4 (28). – С. 154-164.

Трофимук А.А., Шило Н.А., Иванов В.В. Нефтегеологическое районирование северо-востока и прилегающего шельфа // Проблемы нефтегазоносности Северо-Востока СССР. – Магадан. - Труды СВКИ ДВЦ АН СССР, 1973. – Вып.49. – С. 3-21.

Черский Н.В. Перспективы нефтегазоносности Северо-Востока Якутской АССР // Геология газовых месторождения. – М.: ГСИНГИ, 1959. - С. 26-62.

Чочиа Н.Г., Вольнов Д.А., Гольбрайх И.Г., Драновский Я.А., Ким Н.С., Литинский В.А., Рейнин И.В. Структурно-тектонический анализ Зырянского прогиба // Тектоника и нефтегазоносность востока СССР. - Л.: ВНИГРИ, 1972. - Труды ВНИГРИ. - Вып. 309. - С. 118-132.

Arzhakov N.A., Obolkin A.P., Sitnikov V.S.

Institute of Oil and Gas Problems of the Siberian Branch of the RAS, Yakutsk, Russia, n.a.arjakov@mail.ru, a-obolkin@list.ru, sitgeo@mail.ru

GEOLOGICAL-GEOPHYSICAL STUDY OF POTENTIALLY PETROLEUM BEARING AREAS OF NORTH-EASTERN YAKUTIA AND THE APPROACHING EASTERN ARCTIC OFFSHORE

Brief information is provided on the degree and nature of the exploration of potentially oil and gas bearing areas in the northeastern part of the Republic of Sakha (Yakutia) and the adjacent shelf of the Eastern Arctic seas by geological survey and various geophysical methods.

Keywords: *potentially petroleum bearing area, geological and geophysical studies, northeastern part of Republic of Sakha (Yakutia), Eastern Arctic offshore.*

References

Cherskiy H.V. *Perspektivy neftegazonosnosti Severo-Vostoka Yakutskoy ASSR* [Prospects of oil and gas potential of the northeastern part of Yakutia ASSR]. Geology of gas fields, Moscow. GGINGI, 1959, p. 26-62.

Chochia N.G., Vol'nov D.A., Gol'braykh I.G., Dranovskiy Ya.A., Kim N.S., Litinskiy V.A., Reynin I.V. *Strukturno-tektonicheskiy analiz Zyryanskogo progiba* [Structural-tectonic analysis of the Zyryansky trough]. Tectonics and oil and gas content of the east of the USSR, Leningrad, 1972, Proceedings of VNIGRI, no. 309, p. 118-132.

Daragan-Sushchova L.A., Petrov O.V., Sobolev N.N., Daragan-Sushchov Yu.I., Grin'ko L.R., Petrovskaya N.A. *Geologiya i tektonika severo-vostoka Rossiyskoy Arktiki (po seismicheskim dannym)* [Geology and tectonics of the northeast of the Russian Arctic (according to seismic data)]. Geotectonics, 2015, no. 6, p. 3-19.

Evdokimova N.K., Kim B.I., Suprunenko O.I. *Neftegeologicheskoe rayonirovanie shel'fa vostochno-arkticheskikh morey Rossii i perspektivy ikh neftegazonosnosti* [Petroleum zoning of the shelf of the Eastern Arctic seas of Russia and their petroleum potential]. Geology of oil and gas, 2007, no. 2, p. 49-59.

Gayduk V.V., Grinenko O.B., Imaev B.C., Safronov A.F., Sergeenko A.I. *Perspektivy neftegazonosnosti Indigiro-Zyryanskogo progiba* [Petroleum prospects of Indigiro-Zyryansky trough]. Geological and economic aspects of development of oil and gas resources of Yakutia. Yakutsk, JF SB AS USSR, 1988, p. 83-90.

Gramberg I.S., Suprunenko O.I., Viskunova K.G., Evdokimova N.K., Kim B.I., Kos'ko M.K., Lazurkin D.V., Suslova V.V., Ustinov N.V. *Neftegazonosnost' Arkticheskogo superbasseyna* [The petroleum content of the Arctic Megabasin]. Exploration and protection of mineral resources. 2000, no. 12, p. 24-30.

Gusev E.A., Musatov E.E., Rekant P.V., Rudoy A.S., Ryazanova M.V. *Paleogeografiya Laptevomorskoy kontinental'noy okrainy na sinokeanicheskom (pozdne-melovom-kaynozoyском) etape razvitiya* [Paleogeography of the Laptev Sea continental margin at the synoceanic (Late Cretaceous-Cenozoic) stage of development]. Geology and tectonics of platforms and orogenic areas of Northeast Asia (Reading to the 80th anniversary of the birth of KB Mokshantsev). Materials of the meeting, Yakutsk, YSC of the SB RAS, 1999, vol. 1, p. 79-82.

Ivanov V.V., Klubov B.A. *Naftidy i naftoidy Severo-Vostoka SSSR* [Naftides and Naphthoids of the USSR]. 1979, p. 148.

Ivanov V.V., Semenov G.A., Gavrilov B.P., Klubov B.A., Balykina E.P. *Litologo-bituminologicheskaya kharakteristika yurskikh i melovykh otlozheniy Indigiro-Zyryanskogo progiba* [Lithological and bituminological characteristics of the Jurassic and Cretaceous rocks of the Indigiro-Zyryansky trough]. Problems of oil and gas content of the North-East of the USSR. Magadan, 1973, Trades of PORN, no. 4, p. 108-129.

Ivanov V.V., Semenov G.A., Pepelyaev B.A. *Naftidoproyavleniya na yugo-vostochnom*

obramlenii Indigiro-Zyryanskogo progiba [Naphthid shows in the southeast margin of Indigiro-Zyryansky trough]. DAN USSR, 1975, vol. 224, no. 4, p. 918-921.

Ivanova N.M., Sekretov S.V., Shkarubo S.I. *Dannye o geologicheskoy stroenii shel'fa morya Laptevskogo po materialam seismicheskikh issledovaniy* [Data on the geological structure of the Laptev Sea shelf from seismic data]. Oceanology, 1989, vol. 29, no. 5, p. 789-795.

Kaminskiy V.D., Suprunenko O.I., Chernykh A.A. *Strategiya izucheniya i osvoeniya neftegazonosnykh resursov kontinental'nogo shel'fa Rossiyskoy Federatsii* [Strategy of exploration and development of oil and gas resources of the continental shelf of the Russian Federation]. VNIIOkeangeologiya them. academician I.S. Gramberg, St. Petersburg, 2014.

Klubov B.A., Urov K.E. *Devonskie goryuchie slantsy Selennyakhskogo podnyatiya (severo-vostochnaya Yakutiya)* [Devon's oil shales of the Selennikh Uplift (northeastern Yakutia)]. DAN of the USSR, 1979, vol. 247, no. 5, p. 1257-1260.

Kontorovich A.E., Epov M.I., Burshteyn L.M., Kaminskiy V.D., Kurchikov A.R., Malyshev N.A., Prishchepa O.M., Safronov A.F., Stupakova A.V., Suprunenko O.I. *Geologiya, resursy uglevodorodov shel'fov arkticheskikh morey Rossii i perspektivy ikh osvoeniya* [Geology, petroleum resources of the shelves of the Arctic seas of Russia and prospects for their development]. Geology and geophysics, 2010, vol. 51, no. 1, p. 7-17.

Kosolapov A.I., Mokshantsev K.B., Cherskiy N.V. *Perspektivy Kolym'skogo massiva, Moma-Zyryanskoy vpadiny i Primorskogo progiba na nef't' i gaz* [The petroleum prospects of the Kolyma Massif, the Moma-Zyryan Basin and the Primorsky trough]. Geological structure and oil and gas content of the eastern part of the Siberian platform and adjoining areas. Moscow, Nedra, 1968, p. 361-367.

Malyshev N.A., Obmetko V.V., Borodulin A.A., Barinova E.M., Ikhsanov B.I. *Novye predstavleniya o stroenii osadochnogo chekhla shel'fa morya Laptevskogo* [New ideas about the structure of the sedimentary cover of the Laptev Sea shelf]. Geology of polar regions of the Earth. Materials of the XLII Tectonic meeting, 2009, vol. 2, p. 32-37.

Petrovskaya N.A., Savishkina M.A. *Sopostavlenie sejsmokompleksov i osnovnykh nesoglasij v osadochnom chehle shel'fa Vostochnoj Arktiki* [Sedimentary cover of the Eastern Arctic shelf – comparison of seismic complexes and main unconformity]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika, 2014, vol. 9, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/39_2014.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/39_2014

Poselov V.A., Zholondz S.M., Trukhalev A.I., Kos'ko M.K., Poselova L.G., Butsenko V.V., Pavlenkin A.D., Verba V.V., Kim B.I. *Karta moshchnosti osadochnogo chekhla Severnogo Ledovitogo okeana* [Isopach map of the sedimentary cover of the Arctic Ocean]. Geological and geophysical characteristics of the lithosphere of the Arctic region, PSP, 2012, The laboratories of VNIIOkeangeology, vol. 223, no. 8, p. 8-14.

Senin B.V., Leonchik M.I. *Sovremennoe sostoyanie fonda podgotovlennykh k bureniyu ob"ektov na akvatoriyakh Rossiyskoy Federatsii* [The current state of the fund of objects prepared for drilling in the offshore areas of the Russian Federation]. Methodological problems of geological exploration and research in the field of oil and gas geology, Moscow. Conference VNIGNI. October 16-18, 2013, p. 4.

Stupakova A.V., Suslova A.A., Sautkin R.S., Bol'shakova M.A., Sannikova I.A., Agasheva M.A., Katkov D.A., Pushkareva D.A., Karpov Yu.A. *Perspektivy otkrytiya novykh mestorozhdeniy v predelakh arkticheskogo shel'fa* [Prospects for the discovery of new accumulations within the Arctic shelf]. Scientific and technical collection "News of Gas Science", 2016, no. 4 (28), p. 154-164.

Trofimuk A.A., Shilo N.A., Ivanov V.V. *Neftegeologicheskoe rayonirovanie severo-vostoka i prilgayushchego shel'fa* [Oil geological zoning of the northeast and the adjacent shelf]. Problems of oil and gas content of the North-East of the USSR, Magadan, 1973, Laboratories of the Central Military Academy of the Academy of Sciences of the USSR, no. 49, p. 3-21.

Vinogradov V.A., Gusev E.A., Lopatin B.G. *Vozrast i struktura osadochnogo chekhla Vostochno-Arkticheskogo shel'fa Rossii* [Age and structure of the sedimentary cover of the East Arctic

shelf of Russia]. Geological and geophysical characteristics of the lithosphere of the Arctic region. St. Petersburg, 2004, RNIIOkeangeology, no. 5, p. 202-212.

© Аржаков Н.А., Оболкин А.П., Ситников В.С., 2017