

Геология нефтяных месторождений

УДК 553.98(211-17)(571.56-11)

О строении и перспективах нефтегазоносности пришельфовых арктических территорий Восточной Якутии

В.С. Ситников, Н.Н. Алексеев, Н.А. Аржаков, А.П. Оболкин,
К.А. Павлова, Р.Ф. Севостьянова, М.И. Слепцова

Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия
e-mail: sitgeo@mail.ru

Аннотация. Обобщены и проанализированы результаты геологоразведочных работ прошлых лет о строении, геологическом развитии и перспективах нефтегазоносности северо-восточных территорий Республики Саха (Якутия). Систематизированы имеющиеся данные по геолого-геофизической изученности каждого из перспективных районов. Отмечена определенная преемственность в развитии научных представлений. На современном этапе главные направления геологоразведочных работ остаются практически прежними, как и прежде в середине прошлого века. Это в основном приморские и межгорные впадины и прогибы (Приморская, Тастахская, Зырянская и др.), в пределах которых общая мощность мезокайнозойских отложений достигает 2 км и более. С учетом результатов изучения этих отложений в естественных обнажениях на площадях, смежных с бортовыми частями указанных депрессий, в составе осадочного чехла прогнозируется наличие терригенных горизонтов коллекторов с достаточно высокими фильтрационно-емкостными свойствами и перекрывающих их существенно глинистых толщ – экранов. Указано, что дополнительную роль в повышении гидрогеологической закрытости недр здесь играет, возможно, факт наличия и повсеместного развития в верхней части разреза мощной толщи многолетних мерзлых пород. По результатам геофизических работ установлено наличие ловушек различного типа, включая традиционные антиклинальные структуры с элементами тектонического и литологического экранирования; ловушки, связанные с проявлениями надвиговой тектоники; неантиклинальные ловушки и др. Впервые ставится вопрос о потенциальной нефтегазоносности палеозойских карбонатных и терригенных отложений, доступных глубокому бурению на Колымско-Индибирском междуречье в пределах выделяемой здесь Зоны Приколымских поднятий. Подтверждено, что все пришельфовые депрессии разных размеров открыты на север в сторону Восточно-Сибирского моря и развиты преимущественно на его шельфе, где прогнозируется преобладающая часть начальных геологических ресурсов УВ. На континентальной суше намечены районы с оптимальными условиями для поисков скоплений нефти и газа в различных геологических условиях. Рекомендованы приоритетные площади для постановки первоочередных работ.

Ключевые слова: газ, нефть, углеводороды, впадина, прогиб, шельф, скважина.

СИТНИКОВ Вячеслав Стефанович – д.г.-м.н., проф., зав. лаб.; АЛЕКСЕЕВ Николай Николаевич – к.г.-м.н., с.н.с.; АРЖАКОВ Николай Алексеевич – вед. инженер; ОБОЛКИН Анатолий Петрович – вед. инженер; ПАВЛОВА Капитолина Алексеевна – м.н.с.; СЕВОСТЬЯНОВА Розалия Федоровна – лаборант-исследователь; СЛЕПЦОВА Мария Ивановна – к.т.н., с.н.с.

About the Structure and Prospects for Oil and Gas Bearing of the Coastal Arctic Territories of Eastern Yakutia

V.S. Sitnikov, N.N. Alekseev, N.A. Arzhakov, A.P. Obolkin,
K.A. Pavlova, R.F. Sevostyanova, M.I. Slepova

*Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, Yakutsk, Russia
e-mail: sitgeo@mail.ru*

Abstract. *The results of geological exploration work of the past years on the structure, geological development and prospects of oil and gas potential of the northeastern territories of the Republic of Sakha (Yakutia) are summarized and analyzed. The available data on the geological and geophysical study of each of the prospective areas are systematized. There is a certain continuity in the development of scientific ideas. At the present stage, the main directions of geological exploration remain practically the same as in the middle of the last century. This is mainly coastal and intermountain depressions and deflections (Primorskaya, Tastakhskaya, Žyryanskaya, etc.), within which the total thickness of meso-Cenozoic deposits reaches 2 km or more. Taking into account the results of studying these deposits in natural outcrops in areas adjacent to the onboard parts of these depressions, the presence of terrigenous reservoir horizons with sufficiently high filtration and capacitance properties and overlapping substantially clayey strata - the shields - is predicted within the sedimentary cover. It is indicated that an additional role in the increase of hydrogeological closure of the earth's interior is played here, perhaps, by the fact of the presence and widespread development of a thick layer of permafrost in the upper part of the section. According to the results of geophysical studies, traps of various types have been detected, including traditional anticlinal structures with elements of tectonic and lithologic screening, traps associated with manifestations of thrust tectonics, non-anticlinal traps, etc. For the first time, the question is raised about the potential petroleum potential of Paleozoic carbonate and terrigenous deposits, which are accessible for deep drilling in the Kolyma-Indigir interfluvium within the zone of the Prikolymskie uplifts. It was confirmed that all coastal depressions of different sizes are open to the north towards the East Siberian Sea and are developed mainly on its shelf, where the prevailing part of the initial geological resources of hydrocarbons is predicted. On the continental land, areas with optimal conditions for searching for oil and gas accumulations in different geological conditions are planned. Priority areas for setting initial works are recommended.*

Key words: gas, oil, hydrocarbons, depression, deflection, shelf, borehole.

Введение

На востоке Республики Саха (Якутия) обширные территории попадают в поле развития мезозойско-Верхоянско-Чукотской горно-складчатой области, что в целом снижает оценку возможной нефтегазоносности имеющихся здесь перспективных площадей. Вместе с тем в обобщающих геологических сводках разных лет наличие в Северо-Восточной Якутии различных геологических районов, перспективных в нефтегазоносном отношении и представляющих несомненный интерес для поисков углеводородного сырья в более отдаленной перспективе, отмечается постоянно [2, 7, 14].

Исследуемые арктические территории охватывают обширную область субширотного простирания, сопряженную с шельфом Восточно-Сибирского моря и содержащую в себе целый ряд полигенетических в геологическом отношении континентальных районов, суммарной протяженностью более 1200 км. В ее пределах, прослеживаемых от залива Буор-Хая до устья р. Колымы на севере и до отрогов Илинь-Таасского хребта на юге, по геоморфологическим и геоло-

го-геофизическим данным выделяется ряд депрессий разных размеров и с различной геологической характеристикой. Судя по опубликованным данным и отчетным фондовым материалам геологоразведочных работ прошлых лет, все они в той или иной степени характеризуются строением недр, свойственным для нефтегазоносных территорий, и наличием условий, благоприятных для нефтегазонакопления.

В административном отношении рассматриваемые пришельфовые территории Восточной Якутии полностью или частично приурочены к Усть-Янскому, Аллаиховскому и Нижнеколымскому районам Республики Саха (Якутия). Социально-экономическое развитие этих территорий и устойчивое функционирование регионального хозяйства во многом будут определяться оптимальной схемой энергоснабжения. Имеющиеся данные о потенциальной нефтегазоносности рассматриваемых территорий позволяют прогнозировать в перспективе возможность их обеспечения собственными энергоресурсами в виде местных источников углеводородного сырья.

Изученность территории

Первой работой в этом направлении является сводка Н.А. Гедройца, обобщившего материалы по нефтеносности Советской Арктики по состоянию на 1949 г. Анализируя имевшиеся в то время данные, он приходит к выводу о малой перспективности всей территории Восточной Якутии, за исключением некоторых островов Восточно-Сибирского моря, рассматриваемых автором как останцы предполагаемой здесь Гиперборейской палеоплатформы [2].

К совершенно иным выводам пришли несколько позже К.Б. Мокшанцев и Н.В. Черский, опубликовавшие в 1961 г. монографию по краткой геологической характеристике и оценке перспектив нефтегазоносности Восточной Якутии. В этой работе рассматривается идея о возможном наличии в Приморской низменности краевого прогиба мезозой и положительно оцениваются перспективы поисков нефти и газа в мезозойских отложениях как в пределах этой геотектонической единицы, так и в некоторых других районах востока Якутии, приуроченных, в частности, к Момо-Зырянской впадине, Колымскому массиву и Новосибирским островам [7].

Изучение перспектив нефтегазоносности Зырянского прогиба в составе более обширной территории было начато в 1966 г. сотрудниками НИИГА. В 1969–1974 гг. специальные комплексные исследования в рассматриваемом районе выполнены силами ВНИГРИ [14].

Значительное усиление геологоразведочных работ на нефть и газ в Восточной Якутии имело место в период со второй половины 80-х и до начала 90-х годов XX столетия, когда в соответствии с долгосрочной программой развития Депутатского горно-обогатительного комбината по разведке и освоению месторождений олова было принято государственное решение по ускоренному изучению возможностей энергообеспечения соответствующих территорий на основе местных источников углеводородного сырья. В годы перестройки эти работы были прекращены.

Проведенные в 1985–1987 гг. электроразведочные исследования методом магнитотеллургического зондирования (МТЗ) в пределах Приморской низменности позволили оконтурить по геоэлектрическим параметрам области развития мезокайнозойских впадин [6].

Сейсморазведочные исследования на нефть и газ в ограниченном объеме были проведены в 1979–1992 гг. трестом «Якутскгеофизика» в пределах Зырянской впадины и Тастахского прогиба. Суммарный выполненный объем сейсморазведочных исследований методом общей глубинной точки (МОГТ) в указанных районах составил 3889 пог.км [8].

По результатам проведенных работ уточнено геологическое строение указанных депрессион-

ных структурных элементов. Выявлены отражающие горизонты, характеризующие их осадочное выполнение в целом. На отдельных сейсмопрофилях протрассированы отражающие границы, имеющие зональную прослеживаемость. Построен ряд структурных карт по выявленным отражающим горизонтам в мезокайнозойских отложениях.

В Тастахском прогибе изучена его центральная часть и южный склон Хромского массива. В Зырянской впадине установлено наличие антиклиналей, которые локализуются в ее внутренней приосевой части. В северной приобортовой части впадины намечена обширная зона выклинивания нижнемеловых толщ. В ее пределах предполагается широкое развитие ловушек углеводородов неантиклинального типа.

Сейсморазведочные материалы Тастахского прогиба и Зырянской впадины характеризуются качеством, пригодным для переобработки, необходимость которой становится очевидной в свете дискуссий о строении и геологическом развитии северо-востока Якутии в целом. Приведенные данные о результатах изучения сейсморазведкой МОГТ-2Д вышеуказанных депрессионных структурных элементов подтверждают известный тезис о потенциальной нефтегазоносности этих территорий.

История геологического развития

Для перспективных территорий на северо-востоке Якутии общим является их размещение на восточном продолжении древней Сибирской палеоплатформы. Вместе с тем все они располагаются в области мезозойской складчатости, которая явилась важнейшим рубежом в истории всего региона. В той связи в верхней потенциально перспективной части земной коры целесообразно выделить два структурных комплекса, развивавшихся в принципиально разных динамических условиях: докайнозойский и кайнозойский. Докайнозойский комплекс может оказаться потенциально нефтегазоносным лишь в особых зонах, где мезозойская складчатость и метаморфизм носили существенно ослабленный характер или вовсе не имели места. Кайнозойский комплекс потенциально перспективен только в зонах глубоких впадин, где мощности его достигают хотя бы первых километров.

Формирование мезозойского структурного комплекса происходило на фоне сближения Восточно-Сибирского и Восточно-Арктического литосферных мегаблоков. Вместе с тем консолидация этих блоков, а также расположенных между ними новообразованных структурных элементов не была полной и в итоге оставались участки своеобразной «структурной тени», где мезозойская складчатость носила ослабленный характер. Анализ структурных условий позво-

ляет выделить среди потенциально нефтегазонасных структур такие их группы: рампы, прифронтальные прогибы, тыловые прогибы [9].

К числу рампов относятся Приморская впадина и Тастахский прогиб. В структурах этого типа выделяется глубокая осевая часть, которая выполнена слабодислоцированными мезозойскими отложениями, и краевые части, где мезозойские отложения дислоцированы, часто прорваны гранитоидами. Краевые части отделены от осевой части глубинными надвигами. Таким образом, осевые и краевые части рамповых геоструктур являются совершенно различными геологическими образованиями. Кроме того, здесь могут присутствовать относительно крупные блоки докембрийской континентальной коры, слабо переработанные в мезозое, в пределах которых перспективными могут оказаться позднекембрийский и палеозойский комплексы.

Кайнозойский структурный комплекс на северо-востоке Якутии формировался в условиях геодинамических «ножниц» [11]. Непосредственно к северу от рассматриваемого района располагается гигантская планетарная зона растяжения, которая в современном тектоническом плане приурочена к рифту срединно-океанического хребта Гаккеля и которой противостоит область сжатия – Верхояно-Колымский горный пояс. Обе эти суперструктуры сейсмогенны и объединяются общим Лаптевско-Колымским сейсмическим поясом [12].

В кайнозойском структурном комплексе можно выделить несколько типов впадин, перспективных в отношении нефти и газа – рифтогенные, присдвиговые, надсубдукционные, присбросовые и остаточные (изостатические). Поскольку два или более динамических процессов протекают в пределах одной впадины одновременно, все из перечисленных структурных образований являются в той или иной степени сложными или переходными. На шельфе кайнозойские впадины распространены значительно шире, имеют большие размеры и большую мощность выполнения. Из них остаточные впадины развиваются над мезозойскими Тастахским и Приморским прогибами, которые в свете изложенного могут считаться наиболее перспективными.

Перспективные территории

История геологического изучения северо-восточных территорий Якутии на нефть и газ характеризуется относительно непродолжительным временем. На этом фоне развитие соответствующих

научных представлений имеет в основном преемственный характер, то есть главные направления поисков углеводородного сырья в приморских и межгорных впадинах, намеченные по предварительным геологическим данным и гравимагнитным материалам общего межрегионального характера в 50-е годы XX столетия, не потеряли своей актуальности и на современном этапе.

Положительная оценка перспектив нефтегазонасности рассматриваемых территорий основана, главным образом, на представлениях о возможном наличии здесь в разрезе осадочного чехла нефтегазопроизводящих отложений, горизонтов-коллекторов и толщ-флюидоупоров (рис. 1). Указанный прогноз в значительной

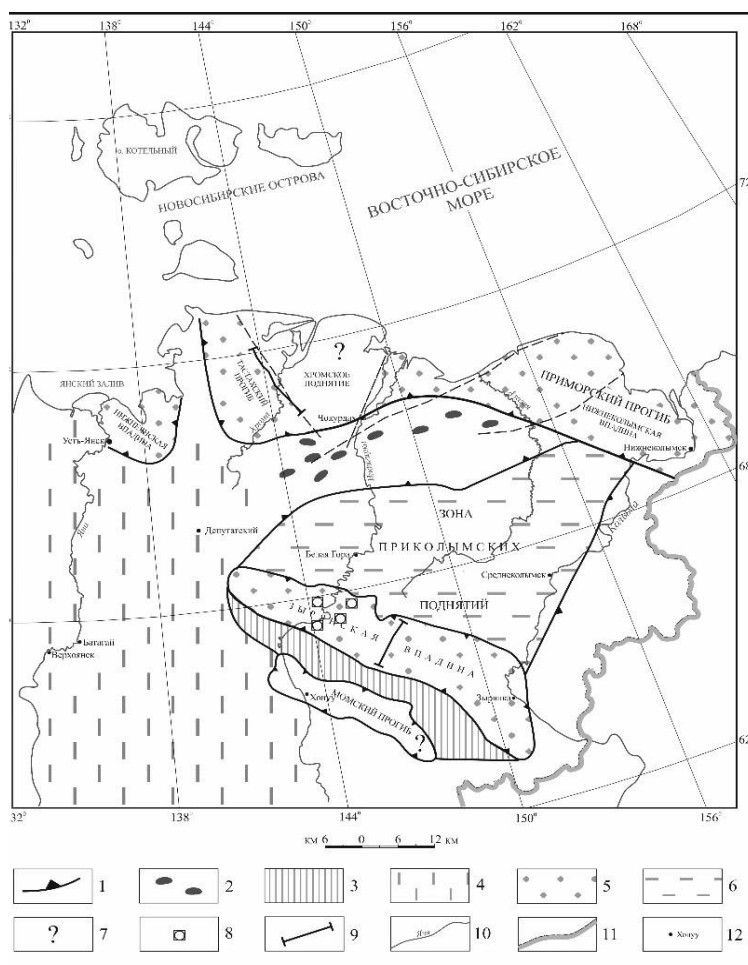


Рис. 1. Обзорная карта размещения потенциально нефтегазонасных территорий Восточной Якутии. Составили В.С. Ситников, К.А. Павлова (по материалам АО «Якутскгеология», ОАО «Якутскгеофизика», ВНИГРИ): 1 – границы крупных пришельфовых депрессий, межгорных впадин и поднятий; 2 – зона развития гранитоидов нижнеюрского возраста; 3 – Илин-Таасский антиклинорий; 4 – мезозойды Верхояно-Колымской горно-складчатой системы; 5–7 – потенциально нефтегазонасные территории; 5 – перспективные с достаточно высокой степенью изученности, 6 – слабо изученные перспективные, 7 – слабо изученные с неясными перспективами нефтегазонасности; 8 – структурно-параметрические скважины; 9 – сейсмопрофили на рис. 2, 3; 10 – реки; 11 – административная граница Республики Саха (Якутия); 12 – основные поселки

степени обусловлен соответствующими геологическими данными, полученными в процессе изучения перспективных отложений в естественных выходах по всему обрамлению прогиба и экстраполируемыми на его внутренние геологические закрытые части. Определенная роль принадлежит также информации о широком распространении в пределах Зырянского прогиба многочисленных структур различного порядка, в т.ч. локальных поднятий, которые могут рассматриваться как потенциальные ловушки антиклинального типа.

Правомерность общей положительной оценки рассматриваемого района в целом вытекает, кроме того, из анализа обширных данных, полученных в последние годы на прилегающей территории Магаданской области в сходных геологических условиях. В частности, в соседней Нижнеанадырской впадине, расположенной к востоку от рассматриваемого района, ранее были открыты две газовые залежи, одно нефтяное месторождение, а также получены отдельные притоки углеводородных флюидов на ряде других площадей [4]. Продуктивными здесь являются отложения неогена и палеогена. Имеющиеся материалы позволяют предполагать в Зырянском прогибе наличие аналогичных скоплений газа и нефти в отложениях более широкого стратиграфического диапазона.

Зырянский прогиб. Первоначально территория Зырянского прогиба рассматривалась в составе единой Момо-Зырянской рифтовой системы, в границах которой обособлялись крупная Зырянская и менее значительная в размерах Момская впадины, разделенные Илинь-Таасским антиклинорием (см. рис. 1). С позиций

возможной нефтегазоносности предварительно оценивались обе указанные депрессии [14]. Однако с учетом весьма высокой степени метаморфизма осадочных толщ, слагающих верхнюю часть разреза Момской впадины, последняя буквально после первых лет ее изучения была исключена из числа перспективных территорий [11, 13]. С тех пор Зырянская впадина рассматривается самостоятельно.

Основные нефтегазопроизводящие толщи, сыгравшие определяющую роль в формировании возможных залежей нефти и газа в Зырянском прогибе, приурочены к разрезу верхней юры и нижнего мела (рис. 2). В отдельных частях прогиба могли в некоторой мере реализовать свой потенциал также отложения палеогена и нижнего неогена [3, 14].

Существенно гумусовый состав исходного ОВ и отсутствие нефтепроявлений свидетельствуют об их преимущественно газопроизводящей роли [4]. Следует отметить, однако, что, по данным Н.Г. Чочиа и др. [14], в разрезе верхней юры выделяются интервалы, в которых отмечается преобладание сапропелевого органического вещества. Это указывает на возможное наличие в вышележащих отложениях, кроме чисто газовых скоплений, незначительных по размерам нефтяных оторочек или небольших газонефтяных залежей.

Установлено, что физические свойства пород, выполняющих прогиб, находятся в прямой зависимости от степени их катагенетической преобразованности. По материалам этих исследований степень постседиментационного изменения пород закономерно уменьшается с юго-запада на северо-восток. С учетом этих законо-

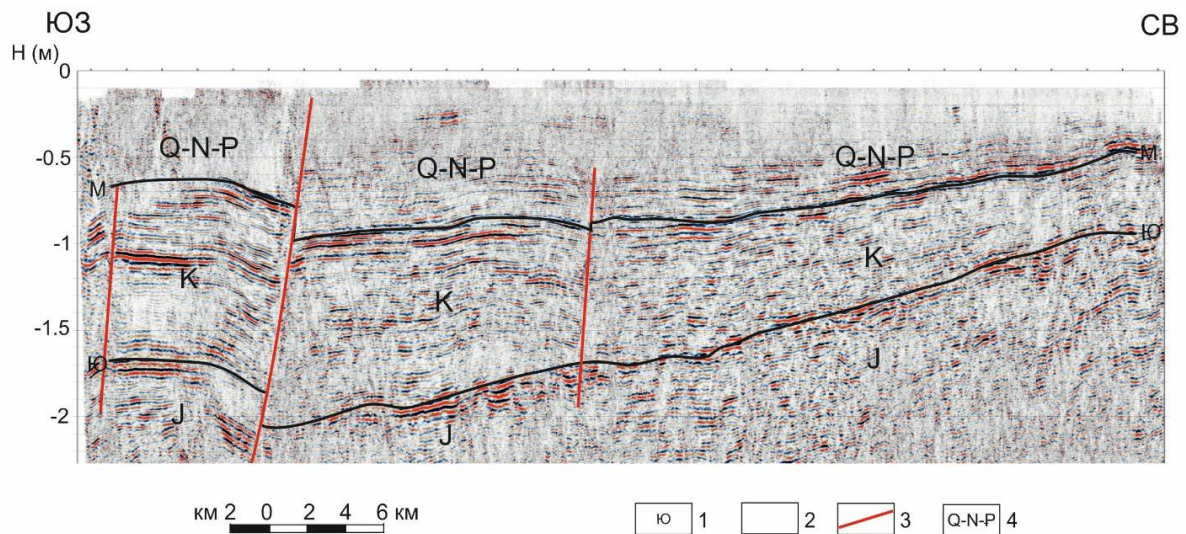


Рис. 2. Геолого-геофизический разрез через Зырянскую впадину по сейсмическому профилю № 912251: 1 – опорные отражающие сейсмические горизонты; 2 – отдельные отражающие площадки; 3 – разрывные тектонические нарушения; 4 – индексы возраста комплексов пород

мерностей были намечены зоны относительно слабого катагенеза, расположенные в центральной и северо-восточной частях прогиба. Здесь отложения зырянского комплекса (нижний мел) должны иметь, вероятно, удовлетворительные коллекторские и изолирующие свойства [14].

Основные уровни распространения горизонтов-коллекторов намечены при этом в кровельной части ожогиной свиты (при сравнительно небольших глубинах ее залегания), а также в разрезе сияльской и буоркемюсской свит. Мощные пачки существенно глинистого состава, которые могут, видимо, играть роль зональных или региональных флюидоупоров, отмечены в сияльской и, особенно, буоркемюсской свитах. С учетом значительной фациальной изменчивости разреза коллекторские и изолирующие свойства нижнемеловых отложений в Зырянском прогибе в целом не выдержаны.

По данным структурно-параметрического бурения перспективы нефтегазоносности Зырянского прогиба следует связывать с отложениями неогена, палеогена и, в основном, с отложениями мела и верхней юры. При этом залежи УВ здесь также могут быть связаны как с антиклинальными, так и неантиклинальными ловушками. По сейсморазведочным материалам намечены зоны выклинивания некоторых толщ вверх по восстанию [8].

Имеющиеся данные об условиях нефтегазоносности Зырянского прогиба позволяют предполагать здесь наличие скоплений УВ в отложениях широкого стратиграфического диапазона – от неогена до верхней юры включительно.

В структурном плане прогиба достаточно широко развиты локальные поднятия, которые могут рассматриваться в качестве ловушек структурного (антиклинального) типа.

На северо-восточном борту Селенняхской депрессии по материалам сейсморазведки выделена обширная и довольно протяженная зона выклинивания нижнемеловых толщ. Здесь прогнозируется наличие возможных ловушек неантиклинального типа. Вполне вероятны также ловушки смешанного типа, обусловленные совместным проявлением структурно-тектонического фактора с элементами литологического экранирования.

Особый интерес в отношении нефтегазоносности представляет зона развития надвиговых дислокаций, которая выделяется по комплексу геолого-геофизических данных в юго-западной части прогиба, в области его сочленения с Илинью-Таасским антиклинорием. На этой территории роль ловушек УВ могут выполнять различные антиклинальные формы, фиксируемые как в надвинутых пластинах, так и в автохтонном залегании.

По геологическим и сейсморазведочным материалам здесь предполагается, в частности, наличие крупной, весьма протяженной фронтальной складки. В ее пределах вполне возможно значительное увеличение стратиграфического этажа нефтегазоносности, так как прогнозируемые залежи УВ могут содержаться в разрезе отложений от верхней юры до кайнозоя включительно. Строение этой и других ловушек в целом достаточно сложное. Большую роль при этом играют, видимо, разрывные нарушения различного типа.

На территории Зырянского прогиба и прилегающих к нему площадях к настоящему времени выявлено 45 выходов на поверхность газов с высоким содержанием метана [14]. Прямые признаки газоносности были зафиксированы также при бурении структурно-параметрических скважин. Так, в скважине №272-01 на глубине 50 м наблюдалось обильное водогазопроявление с самоизливом на поверхность. В интервале 790–835 м при опробовании испытателем пластов открытого ствола этой скважины было отмечено выделение газа.

В процессе бурения скважины №272-02 по газовому каротажу, начиная с глубины 748 м, зафиксированы повышенные значения газопоказаний. При забое 798 м и после окончания расширения ствола скважины в интервале отбора керна (750–780 м) на устье наблюдалось «вскипание» глинистого раствора [11].

Приморский прогиб. Электроразведочные исследования методом МТЗ в пределах Приморской низменности позволили оконтурить по геоэлектрическим параметрам области развития мезокайнозойских впадин, а также выделить на площади работ два основных типа геоэлектрического разреза.

Подошва комплекса слабо уплотненных отложений во впадинах Приморского прогиба увязывается либо со срезом раннемезозойского складчатого основания, либо с кровлей отложений верхней юры. Она наиболее глубоко залегает (до 4–5 км) в пределах северо-западной части Южно-Ануйской шовной зоны, в Тастахской впадине – на глубине 2–3 км. Относительно приподняты Хромский массив и центральная часть Южно-Ануйской шовной зон, где мощность надпорной толщи составляет менее 1,5 км [6].

Полученные материалы позволяют считать, что первым геоэлектрическим высокоомным комплексом повсеместно является многолетнемерзлая толща рыхлых кайнозойских пород. По более глубоким комплексам можно выделить две области с различными геоэлектрическими характеристиками, в том числе Приморский прогиб, выполненный неоген-четвертичными и

меловыми отложениями, и его складчатое обрамление, где на поверхности обнажаются породы юрского и более древнего возраста.

Проводящий комплекс наиболее перспективен с точки зрения нефтегазоносности. Он представлен, по-видимому, рыхлыми терригенными отложениями нижнего мела, возможно, и других частей меловой системы. Изменение мощности проводящего комплекса в общем плане согласуется с изменением суммарной мощности всей толщи мезокайнозойских осадков.

Дифференциация рассматриваемой территории по типам кривых, а значит и по типам геоэлектрического разреза подтверждает разнородное строение доверхнемезозойского основания. Сопоставление кривых МТЗ и геоэлектрических разрезов свидетельствует о разительном сходстве этой зоны с Тастахской впадиной [6].

Перспективы нефтегазоносности могут быть связаны с отложениями второго, относительно го проводящего геоэлектрического комплекса, который по данным МТЗ присутствует в значительных мощностях вплоть до 2 км в пределах практически всех мезокайнозойских впадин, ограниченных областью распространения кривых типа Н, НК [6].

Тастахский прогиб. В последние десятилетия при выборе направлений нефтегазопоско-вых работ на северо-востоке Якутии в качестве приоритетного района среди других перспективных территорий традиционно рассматривается Тастахский прогиб (рис. 3). К середине 80-х годов он был изучен в основном геологической, космогеологической, гравиметрической и аэромагнитной съемками разного масштаба.

В 1985–1986 гг. здесь были выполнены электроразведочные работы МТЗ масштаба 1:500000. С 1989 по 1992 г. проводились сейсморазведочные работы МОГТ. В 1991 г. район был исследован по программе прямых геохимических поисков нефти и газа. Результаты указанных работ последних лет позволили существенно уточнить прежние представления о

строении и перспективах нефтегазоносности Тастахского прогиба, частично наложенного на западную окраинную часть Хромского погребенного массива, который рассматривается многими исследователями в качестве составной части единой системы срединных массивов, разделяющей две ветви мезозоид – Верхоянскую и Чукотскую. При этом, наряду с более ранними фиксистскими представлениями, известны и мобилистские подходы к интерпретации гравимагнитных данных. В частности, Л.М. Парфенов и др. (2001) разработали тектоническую модель развития этой территории, предполагая значительные горизонтальные перемещения выделяемых плит различного порядка. При этом Тастахский прогиб рассматривается как часть шовной зоны, разделяющей Верхояно-Колымскую и Новосибирско-Чукотскую складчатые системы [12].

Мощность осадочного чехла и его литолого-стратиграфический состав различными исследователями интерпретируются неоднозначно. По-разному оценивается роль неоген-палеогеновых, меловых, юрских и других образований, слагающих верхнюю часть разреза. В значительной мере это связано с относительно слабой изученностью глубинного строения рассматриваемого района и практически повсеместным развитием здесь мощного покрова неоген-четвертичных осадков. На отдельных участках Яно-Индигирского междуречья мощность четвертичных образований достигает 100 м, в среднем она составляет 30–50 м [7]. При этом непосредственные выходы коренных пород зафиксированы лишь на довольно значительном удалении от Тастахского прогиба.

Электроразведочные исследования методом МТЗ, охватившие всю пришельфовую территорию Приморской низменности, позволили оконтурить по геоэлектрическим параметрам области развития мезокайнозойских отложений и оценить их мощности. В районе Тастахского прогиба они изменяются от 1,5 до 3,0 км.

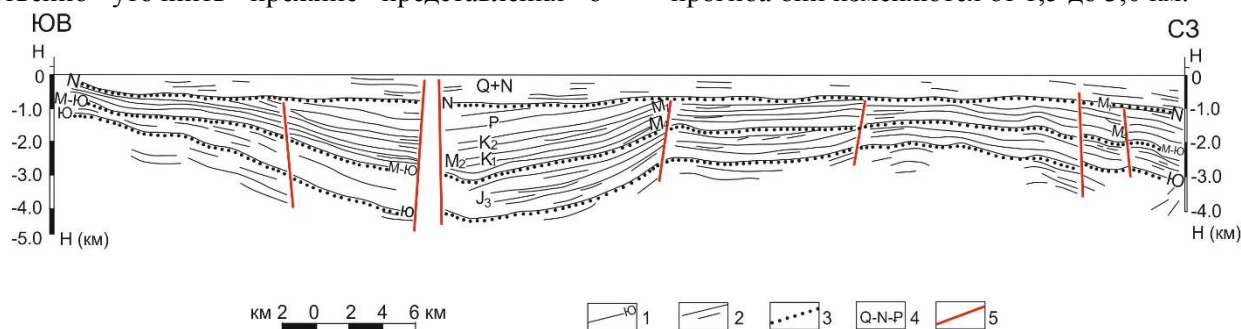


Рис. 3. Геолого-геофизический разрез через Тастахский прогиб по сейсмическому профилю № 901405: 1 – отражающие сейсмические горизонты; 2 – отдельные отражающие площадки; 3 – предполагаемые геологические границы; 4 – индексы возраста комплексов пород; 5 – разрывные нарушения по данным сейсморазведки

Сейсморазведочными исследованиями МОГТ изучен разрез до глубины 2,5–4,5 км. Он сложен в основном толщами терригенных пород, которые характеризуются невыдержанностью литологического состава, значительной фациальной изменчивостью и в целом низкоскоростными сейсмогеологическими условиями (2500–3800 м/с). Выделен целый ряд отражающих горизонтов, приуроченных к различным частям мезокайнозойского комплекса. Их стратификация выполнена в основном по соображениям общегеологического порядка и в целом является довольно условной.

Корреляция указанных горизонтов и прослеживание их по территории исследований позволили составить серию структурных карт с различной степенью достоверности, характеризующих разновозрастные структурные планы. Анализ соотношения этих структурных построений дает возможность наметить общие черты развития прогиба.

Выполненные построения по отражающим горизонтам в общих чертах повторяют друг друга. Степень дислоцированности вверх по разрезу уменьшается и все наблюдаемые структурные формы выполаживаются. Максимальная мощность неоген-четвертичных отложений достигает 1200 м. Вверх по разрезу происходит смещение осевой части центральной мульды в северном направлении. В целом же следует подчеркнуть, что, несмотря на наложенный покровный характер залегания неоген-четвертичных отложений, в региональном плане, непосредственно в районе Тастахской депрессии процессы прогибания, сопровождаемого накоплением осадков, почти унаследованно проявились в неогене и возможно продолжают на современном этапе. Характерно практически полное отсутствие каких-либо локальных поднятий, по крайней мере, с амплитудой выше точности сейсморазведки (100 м).

По результатам гравиметрической и аэромагнитной съемок с привлечением космофотоснимков в рассматриваемом районе выделяются разрывные нарушения различного порядка. Преобладают дизъюнктивы северо-восточного и северо-западного простираний. Плоскости смещения близки к вертикальному положению [10].

На сейсмогеологических разрезах в связи с особенностями площадного распространения разновозрастных толщ и закономерным уменьшением мощности многих из них к бортам прогиба наблюдается эффект выклинивания многих частей разреза. Не исключено, что отдельные отражающие горизонты приурочены к границам раздела, связанным с поверхностями небольших стратиграфических перерывов и несогласий.

Правомерность такого предположения косвенно подтверждается при сопоставлении сейсморазведочных данных, полученных ранее в Зырянской впадине, и материалов МОГТ по Тастахскому прогибу. При этом отмечается значительное сходство указанных разрезов, включая набор выделяемых отражающих горизонтов, их соотношения и т.д.

По материалам комплексного геохимического опробования, выполненного на рассматриваемой территории по программе прямых геохимических поисков нефти и газа, установлено 11 локальных аномалий и намечена одна крупная аномальная зона. Проведенные исследования показали, что наиболее информативны данные об углеводородных газах. Полученные результаты свидетельствуют о сложной геохимической обстановке в пределах исследуемого региона. Это связано, прежде всего, с почти повсеместным присутствием в приповерхностных отложениях рассеянного органического вещества, что в итоге обусловило преобладание во многих пробах сингенетичного метана над его эпигенетическими (миграционными) формами. Вместе с тем наличие практически во всех анализируемых пробах гомологов метана (от этана до пентана и выше) свидетельствует о реальных процессах массопереноса, протекавших на этой территории в различные периоды времени, включая современный этап [10].

В целом наблюдается вполне отчетливая приуроченность большинства выделенных аномалий к различным частям погребенного Хромского массива, имеющего субплатформенный облик. В большинстве своем они тяготеют к зоне его сочленения со смежным северо-восточным бортом Тастахского прогиба и к отдельным приподнятым блокам.

Оценивая условия возможной нефтегазоносности Тастахского прогиба, следует отметить их своеобразие. Это связано, прежде всего, с отсутствием в изученном разрезе крупных ловушек антиклинального типа. Учитывая закономерное выклинивание многих толщ, здесь следует в дальнейшем ориентироваться в основном на ловушки неструктурного типа.

Данные геохимического опробования свидетельствуют о наличии в прогибе весьма дифференцированного геохимического поля и, в частности, о достаточно активных современных процессах миграции углеводородов. Учитывая особенности пространственного распределения выявленных геохимических аномалий в региональном тектоническом плане, можно предположить, что скопления УВ могут быть сконцентрированы здесь, в основном, на северо-восточном борту Тастахского прогиба [10].

Зона Приколымских поднятий. Рассматриваемая территория в более ранний период ее изучения выделялась в границах Колымского срединного массива [7]. В последние десятилетия с учетом используемых методических подходов, основанных на положениях тектоники литосферных плит, здесь обособляется крупный Колымо-Омолонский супертеррейн [12]. В целях ухода от многих дискуссионных вопросов в настоящей статье указанная территория условно отнесена к вновь выделенной Зоне Приколымских поднятий.

Проведенный анализ многочисленной информации [1, 4, 5, 7, 13] показывает, что на фоне развиваемых представлений о возможной нефтегазоносности здесь палеозойских отложений более перспективными по сравнению с кембрием являются ордовикско-нижнекаменноугольные отложения. Они повсеместно сложены карбонатными, терригенно-карбонатными и реже терригенными осадками большой мощности, содержащими значительное количество органических остатков. Нередко в разрезах ордовика, силура и девона отмечается присутствие мощных (до первых метров) горизонтов битуминозных органогенных известняков, а также насыщенных органическим веществом глинистых отложений (граптолитовые сланцы).

Кроме того, из силурских отложений бассейна р. Таскан в области глубокого погружения антиклинория хр. Черского скважиной была получена жидкая нефть. И хотя нефтепроявления остались не изученными, их наличие следует оценивать как весьма обнадеживающий факт [7]. Палеогеографическая и в значительной степени тектоническая обстановка среднепалеозойского времени на востоке Якутии благоприятствовала процессам битумообразования. В этом отношении могут представлять интерес северные периклинальные части Полоусного и Приколымского антиклинориев.

Следует отметить, что прогибы, существовавшие в среднем палеозое на месте Верхоянской и Момо-Полоусной антиклинальных зон, в период накопления в них осадков представляли собой крупные бассейны, из которых могла осуществляться миграция флюидов в прилегающие, относительно приподнятые краевые части Сибирской платформы, а также в сторону внутренних более стабильных территорий Восточной Якутии.

К числу районов, наиболее благоприятных для поисков нефти и газа в среднепалеозойских отложениях, относятся вышеуказанная Зона Приколымских поднятий и, видимо, прилегающие части Приморской низменности, в пределах которых развиты слабо дислоцированные плат-

форменного типа карбонатные и, возможно, терригенно-карбонатные отложения ордовика, силура и частично девона [7].

В разрезе палеозойских отложений выделяются также породы с достаточно высоким нефтегазоматеринским потенциалом. В частности, на Приколымском поднятии таковым потенциалом обладают туфогенно-глинистые образования среднекаменноугольного возраста. По составу содержащиеся в них битумоиды приближены к нефти. На Селенняхском поднятии наибольший интерес в разрезе палеозоя вызывают среднедевонские отложения, в составе которых присутствуют доманиковые фации. Концентрации $C_{орг}$ в них достигают 8–9 % [4].

Углеводороды, генерированные палеозойскими отложениями, могли, видимо, сыграть существенную роль в формировании вторичных скоплений нефти в верхней части разреза, прежде всего, в рассмотренных выше межгорных и приморских впадинах и прогибах, которые приближены к указанным поднятиям и в которых мощность верхнего мезозоя–кайнозоя значительно сокращена [7].

Приморская низменность, как и Колымский массив, представляет собой древний платформенный участок. В более или менее интенсивное прогибание она была вовлечена в верхнемезозойское время, когда здесь сформировался прогиб, выполненный ниже-среднеюрскими и верхнеюрско-меловыми морскими и озерно-континентальными осадками.

Обращает внимание большое сходство строения крупного Приморского прогиба и примыкающей к нему с юга Зоны Приколымских поднятий с краевым прогибом Северной Аляски, где к настоящему времени открыты крупные месторождения нефти и газа [5, 13].

Прогнозные ресурсы

Первая количественная оценка перспектив нефтегазоносности рассматриваемого района выполнена ВНИГРИ в 1974 г. Подсчет производился различными методами с ориентацией, в основном, на газовые ресурсы (УВГ). При использовании объемно-статистического метода прогнозные ресурсы газа в нижнемеловых отложениях прогиба определены в 1,15–1,20 трлн.м³. Применение метода геологических аналогий дало более значительный разброс оценок – от 1,8 до 3,9 трлн.м³. Учитывая условность многих используемых параметров, авторы подсчета приняли в качестве результирующей оценки прогнозные ресурсы УВ в объеме 1,4–1,2 трлн.м³ [14].

В 1987 г. подсчет прогнозных ресурсов УВ по северо-восточным районам республики, в том

числе по территории Зырянского прогиба, проведен трестом «Якутскгеофизика». Использовались те же методы, что и ранее. Результаты этого подсчета (870 млрд.м³ газа) несколько ниже предыдущих оценок [10]. С учетом слабой и неравномерной геолого-геофизической изученности рассматриваемых потенциально нефтегазоносных районов указанные подсчеты следует считать предварительными и сугубо условными.

Заключение

1. Результаты выполненных исследований свидетельствуют о наличии на территории северо-востока Якутии целого ряда районов с благоприятными условиями для нефтегазонакопления.

2. Эти территории приурочены в основном к межгорным и приморским впадинам и прогибам с мощностью мезокайнозойских отложений до 2 км и более.

3. Впервые обоснована возможная продуктивность в Восточной Якутии более древних палеозойских отложений, которые ранее рассматривались лишь в рамках их потенциальной нефтегазогенерации. В настоящее время они оцениваются как самостоятельный объект для нефтегазопроисловых работ.

Литература

1. *Бурлин Ю.К., Ступакова А.В.* Геологические предпосылки перспектив нефтегазоносности шельфа Российского сектора Северного Ледовитого океана // Геология нефти и газа. 2008. № 4. С. 13–23.
2. *Гедройц Н.А.* Нефтеносность Северной Арктики по данным на 1949 г. // Труды НИИГА. 1950. Вып. 3.
3. *Зинченко В.Н., Арчegov В.Б., Ситников В.С.* Зырянский прогиб – перспективная нефтегазоносная область Восточной Якутии // Геология нефти и газа. 1987. № 10. С. 40–44.
4. *Иванов В.В., Семенов Г.А.* Индигиро-Зырянский возможный нефтегазоносный бассейн // Колыма. 1971. № 3. С. 43–46.
5. *Ким Б.И., Евдокимова Н.К., Харитонов Л.Я.* Структура, нефтегазовый потенциал и нефтегазогеологическое районирование Восточно-Арктического шельфа России // Геология нефти и газа. 2016. № 1. С. 2–14.
6. *Марутян В.Г., Попов Г.И., Полторацкая О.Г. и др.* Новые данные о строении и перспективах нефтегазоносности Приморской низменности // Геологические и экономические аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Якутии. Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1988. С. 80–84.
7. *Мокшанцев К.Б., Черский Н.В.* Основные черты геологического строения и перспектива нефтегазоносности Восточной Якутии. Якутск: Якутское книжное издательство, 1961. С. 136.
8. *Оболкин А.П., Ситников В.С., Александров А.Р., Аржаков Н.А., Ковнир Б.Д., Куляндина А.С., Слепцова М.И., Севостьянова Р.Ф., Сюндюков Р.Ш.* Обобщение результатов сейсморазведочных исследований северо-востока Якутии // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2017. Т. 12. № 4. http://ngtp.ru/rub/4/38_2017.pdf.
9. *Сафронов А.Ф.* История геологического развития Восточно-Сибирского моря // Наука и образование. 2017. № 1. С. 7–12.
10. *Ситников В.С., Протопопов Ю.Х., Бондаренко Т.А. и др.* Строение и перспективы нефтегазоносности Тастахского прогиба (Восточная Якутия) // Проблемы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа в Якутии. Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1993. С. 93–101.
11. *Ситников В.С., Спектор В.Б.* Геолого-геофизические особенности строения и развития потенциально нефтегазоносных территорий севера Якутии // Геофизические исследования в Якутии. Якутск: Изд-во ЯГУ, 1998. С. 21–31.
12. *Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия) / Отв. ред. Л.М. Парфенов, М.И. Кузьмин.* М.: МАИК «Наука / Интерпериодика», 2001. 571 с.
13. *Хаин В.Е., Филатова Н.И., Полякова И.Д.* Тектоника, геодинамика и перспективы нефтегазоносности Восточно-Арктических морей и их континентального обрамления // Труды Геол. ин-та РАН. М.: Наука, 2009. С. 227.
14. *Чочиа Н.Г., Баранова З.Е., Вольнов Д.А. и др.* Перспективы нефтегазоносности Зырянского прогиба // Тектоника и нефтегазоносность востока СССР // Труды ВНИГРИ. Л., 1972. Вып. 309. С. 133–150.

Поступила в редакцию 10.10.2017