

УДК 001.8:553.98.042(268.45+268.52)

Ананьев В.В., Винокуров И.Ю.

НЕКОТОРЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ БАРЕНЦЕВО-КАРСКОГО РЕГИОНА

В статье рассмотрен вопрос нефтегеологического районирования Баренцево-Карского региона, критерии выделения возможно нефтегазоносных комплексов (ВНГК) в палеозойско-триасовой части разреза, генерационные и аккумуляционные способности доюрских отложений. На основе геологической интерпретации опорных региональных геотраверсов, выполненных ФГУНПП «Севморгео», и других геофизических материалов проанализированы особенности состава, стратиграфического объёма и распространения ВНГК на континентальном шельфе Баренцева и Карского морей. При районировании палеозойско-триасовой части осадочного чехла использовались некоторые методические приёмы:

- исследуемый разрез был подразделён на четыре типа по преобладанию отложений определённого стратиграфического диапазона,
- глубина исследований ограничивалась отметкой в 7 км,
- для Тимано-Печорской НГП был выбран «укрупнённый» вариант выделения НГК,
- выделенные в разных провинциях НГК и ВНГК согласованы между собой по объёму и стратиграфическому наполнению.

Ключевые слова: акватории, нефтегазоносный комплекс, нефтегазоносная провинция (НГП), закономерности распространения, Баренцево-Карский регион, Баренцево-Северо-Карская НГП, Тимано-Печорская НГП, Южно-Карская НГО, палеозойско-триасовые отложения.

В связи с сокращением запасов УВ на территории Российской Федерации, а также растущей добычей и потреблением нефти и газа, освоение углеводородного потенциала северо-западных акваторий представляется одной из приоритетных задач нефтегазового сектора экономики страны. Рассматриваемый Баренцево-Карский регион привлекает к себе внимание, в первую очередь, в связи с предстоящим вводом в разработку месторождений Штокмановско-Лунинского узла нефтегазонакопления, приуроченных к юрским отложениям. Однако с точки зрения перспектив возобновления сырьевой базы УВ сырья большое значение приобретают и более древние отложения, содержащие в себе нефтегазоносные и возможно нефтегазоносные комплексы. Изучение глубокопогруженных отложений важно также для понимания истории геологического развития региона и, в целом, для прогноза нефтегазоносности. В данной статье рассматриваются вопросы и результаты выделения нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных комплексов в палеозойско-триасовой части разреза Баренцево-Карского региона.

Начальные суммарные ресурсы углеводородов Баренцево-Карского региона по состоянию на 1 января 2002 г. оцениваются около 80 млрд. т. Извлекаемые ресурсы нефти составляют 9,5 % от общего потенциала региона, газа – 87,5 %, конденсата – 3 %. Разведанность ресурсов углеводородов приближается к 8 %, из них нефти – 2 %, газа – 8,5 %, конденсата – 2,5 %. Наибольшей степенью разведанности характеризуется акватория Баренцева моря (включая Печорский шельф). Здесь эта величина составляет 11 %, по Карскому морю – 4,5 %.

В пределах Баренцева и Карского морей было открыто 22 месторождения углеводородов, преимущественно газового состава. Месторождения с нефтью известны только на Печорском шельфе и в Тазовской губе Карского моря.

Баренцево-Карский регион характеризуется достаточно низкой степенью буровой и сейсмической изученности, особенно в северной части акватории. Плотность сейсмических профилей составляет 0,19 пог.км/км², на всей площади акваторий пробурено 65 скважин. В последние годы наибольший вклад в изучение геологического строения внесли выполненные ФГУНПП «Севморгео» в период с 1995 по 2006 гг. четыре региональных геотраверса общей протяженностью 6055 км. Комплекс исследований включал сейсмические исследования МПВ-ГСЗ, МОВ ОГТ, сейсмоакустическое профилирование и гравимагнитные наблюдения. Результаты исследований позволили уточнить распространение и мощности нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных комплексов (НГК и ВНГК) в палеозойско-триасовой части разреза.

Естественно, что поиски нефти в палеозойских комплексах на большей части акватории – это задача будущего. Однако в ряде районов, где отложения палеозоя и триаса залегают на доступной для бурения глубине, они играют роль одних их наиболее перспективных комплексов.

Тимано-Печорская, Баренцево-Северо-Карская НГП и Южно-Карская НГО Западно-Сибирской НГП, входящие в состав Баренцево-Карского региона, неравнозначны по степени изученности и детальности нефтегеологического расчленения. Так, в палеозойско-триасовом разрезе Тимано-Печорской НГП разными авторами выделяется до 11 НГК, а в малоизученной Южно-Карской НГО отложения этого возраста только предполагаются по сейсморазведке. Поэтому при районировании западно-арктических акваторий основная трудность заключалась в сопоставлении НГК между крупными нефтегеологическими элементами.

Основная задача, решаемая в данной работе: выявить и оконтурить площади распространения близких по стратиграфическому положению и объему НГК и ВНГК. Для

решения данной задачи палеозойско-триасовый разрез был подразделен на четыре типа по преобладанию отложений определенного стратиграфических диапозона:

1. Нижнепалеозойско- мезозойский с преобладанием нижнепалеозойских отложений;
2. Нижнепалеозойско- мезозойский с преобладанием средне-верхнепалеозойских отложений;
3. Нижнепалеозойско- мезозойский с преобладанием триасовых отложений;
4. Мезозойский с преобладанием триасовых отложений.

В палеозойско-триасовом разрезе Баренцево-Карского региона нефтегеологическое районирование чехла и выделение нефтегазоносных комплексов было проведено для интервала разреза менее 7 км. Для определения возможно нефтегазоносных комплексов, не вскрытых бурением, использовались разнообразные материалы сейсморазведки и сведения по составу отложений, а также варианты нефтегеологической интерпретации чехла предшествующими исследователями. Для разрезов, изученных бурением (главным образом в триасовом интервале) особо ценными были сведения по вещественному составу отложений, установленному по керну и каротажу скважин. На рис. 1 помещен фрагмент карты распространения палеозойско-триасовых отложений, содержащих установленные и возможно нефтегазоносные комплексы в Баренцево-Карском регионе для южных и юго-западных областей Баренцево-Северо-Карской НГП.

В трех нефтегазоносных провинциях, входящих в состав Баренцево-Карского региона, в палеозойско-триасовой части разреза были выделены нефтегазоносные и возможно нефтегазоносные комплексы (табл. 1).

Таблица 1

Нефтегазоносные и возможно нефтегазоносные комплексы палеозойско-триасовых отложений Баренцево-Карского региона

Тимано-Печорская НГП	Баренцево-Северо-Карская НГП	Южно-Карская НГО
1. Ордовикско-нижнефранский НГК 2. Верхнедевонско-нижнепермский НГК 3. Верхнепермско-триасовый НГК	1. Ордовикско(?)-нижнефранский ВНГК 2. Верхнедевонско-нижнепермский ВНГК 3. Верхнепермско-среднетриасовый НГК 4. Верхнетриасово-юрский НГК	1. Нижнепалеозойский ВНГК 2. Средне-верхнепалеозойский ВНГК 3. Триасовый ВНГК

Для Тимано-Печорской НГП был выбран «укрупненный» вариант районирования осадочного чехла и выделены три НГК. В Баренцево-Северо-Карской НГП два нижних

ВНГК приняты по аналогии с Печорским шельфом. Другие комплексы различаются по стратиграфическому диапазону. Верхнетриасовые терригенные отложения в Баренцево-Северо-Карской НГП вместе с аналогичными юрскими связаны в единый комплекс. В Южно-Карской НГО предполагается развитие трех ВНГК, соответствующих палеозойским отделам и триасовой системе.

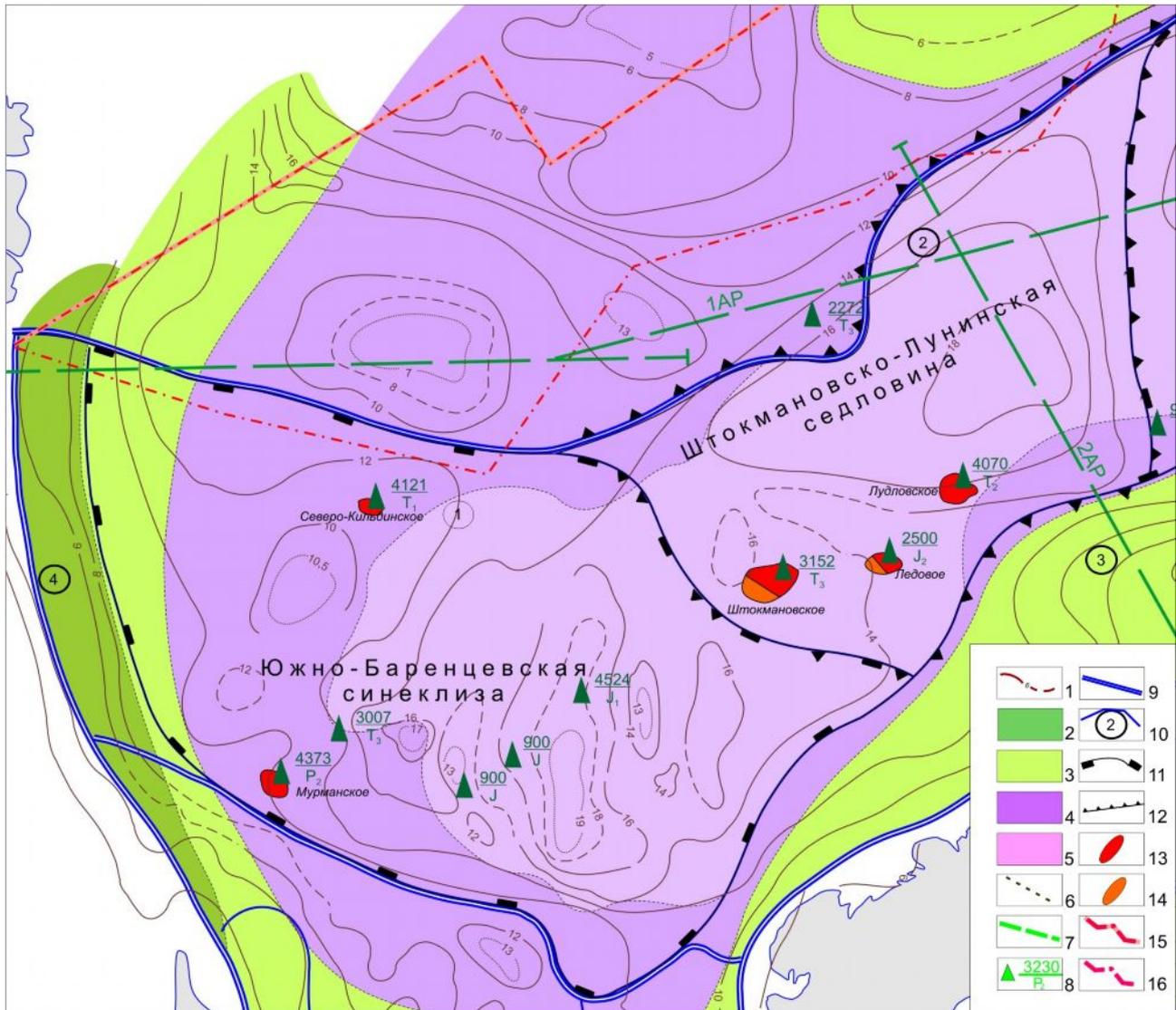


Рис. 1. Распространение палеозойско-триасовых отложений в Баренцево-Карской НГП, содержащих установленные и возможно нефтегазоносные комплексы

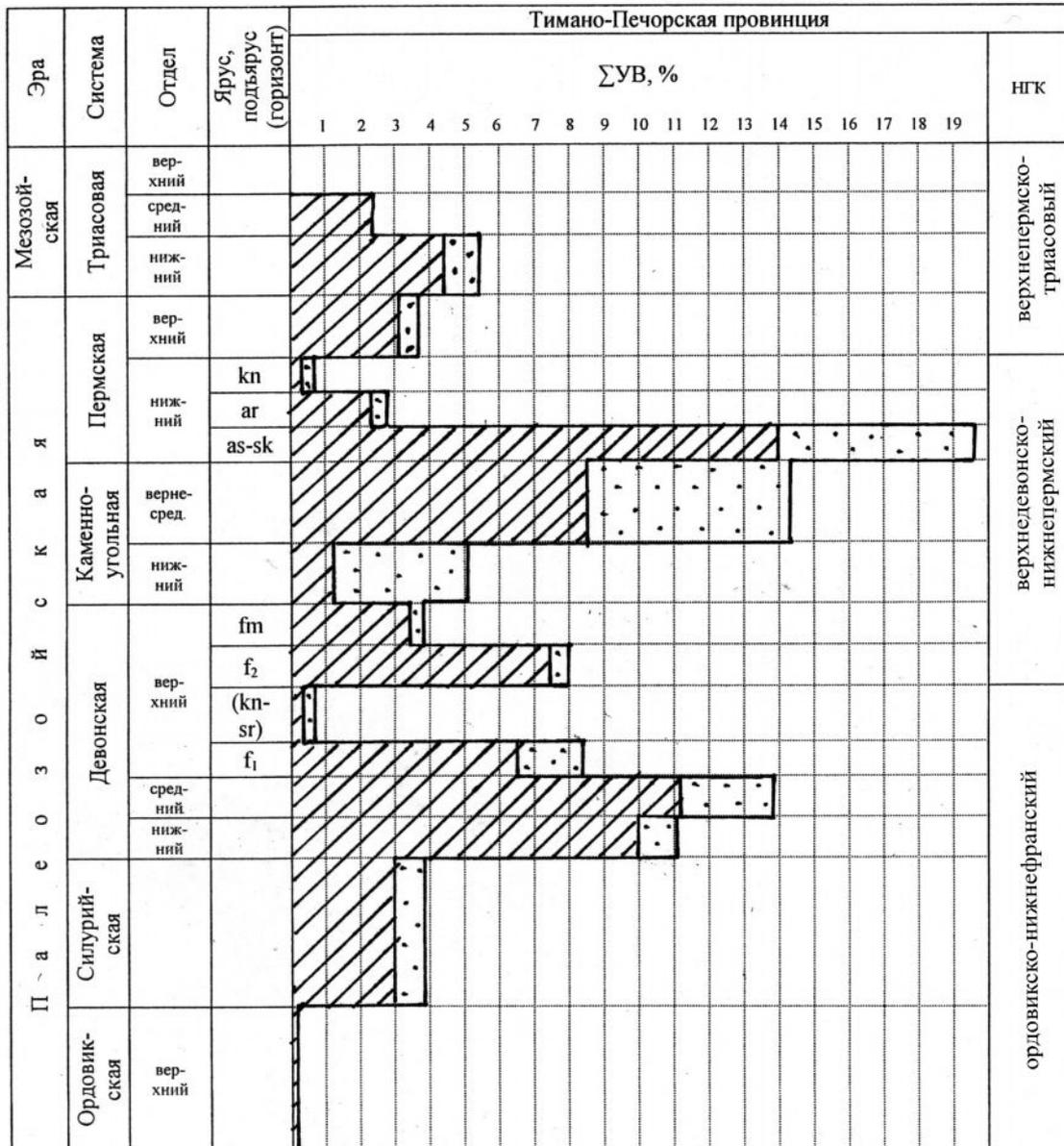
1 - изопахиты осадочного чехла; районы распространения отложений различного стратиграфического диапазона на глубинах до 7 км: 2-нижнепалеозойско-мезозойских (преимущественно нижнепалеозойских); 3-нижнепалеозойско-мезозойских (преимущественно средне-верхнепалеозойских); 4-нижнепалеозойско-мезозойских (преимущественно триасовых); 5- мезозойских (преимущественно триасовых); 6-граница распространения отложений; 7-опорные региональные сейсмические профили Севморгео; 8- некоторые морские скважины (вверху-отметка забоя, внизу-возраст наиболее древних вскрытых отложений); 9-границы НГП; 10-границы и номер НГО в составе Баренцево-Карской НГП (1-Южно-Баренцевской НГО; 2-Штокмановско-Лунинской НГО; 3-Адмиралтейско-Приновоземельской НГО; 4-Кольской ПНГО); 11-синеклизы; 12-седловины; морские месторождения УВ: 13-газовые; 14-газоконденсатные; 15-государственная граница России; 16-граница спорной юрисдикции России и Норвегии.

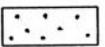
В осадочной толще **Тимано-Печорской НГП**, как указывалось ранее, по сведениям разных авторов количество выделенных НГК варьирует от 3 до 11 [Анищенко, Трифачев, Шевченко, 1986; Богацкий, Данилевский, Трифачев, 1999; Данилевский, 1999; Дедеев, Аминов, Панева, 1987; Закономерности размещения..., 1994; Кирюхина, Ступакова, 2001; Лебедев, 1992; Меннер, 1989; Нефтегазоносность СССР, 1987; Особенности генерации..., 1996]. В соответствии с идеей использования единой методической основы для всего Баренцево-Карского региона при нефтегеологическом расчленении разреза для выделения НГК использовался анализ вертикального, погоризонтного распределения суммы запасов и кумулятивной добычи УВ для провинции в целом. Построенный график (рис. 2) отчетливо обозначил три реальных нефтегазоносных комплекса, разделенных завершающими эти комплексы региональными покрывками. Это ордовикско-нижнефранский комплекс, который венчает тиманско-саргаевская верхнедевонская покрывка; верхнедевонско-нижнепермский комплекс, завершающийся кунгурской покрывкой и, наконец, верхнепермско-триасовый комплекс со среднетриасовой покрывкой. Вышележащие отложения не содержат залежей УВ, представлены преимущественно рыхлыми породами, их значительная часть располагается в «аконсервационной зоне».

Нефтегазоносные комплексы на печорском шельфе и прибрежной части Тимано-Печорской НГП находятся в благоприятных условиях для формирования и накопления УВ. На это указывают результаты геохимических анализов керн из толщ, содержащих нефтематеринские породы, наличие региональных резервуаров, присутствие крупных ловушек антиклинального типа и др. Однако, погружение нижней части разреза осадочного чехла на большие глубины (ниже 7 км) способствует уплотнению пород, апокатагенезу ОВ, разрушению сформировавшихся до опускания залежей УВ и миграции из последних флюидов в вышележащие горизонты.

Исходя из сведений о погружении отложений на региональном профиле Севморгео 3-АР, проходящем субпараллельно побережью Печорского моря, подошва самого нижнего ордовикско-нижнефранского НГК опускается ниже 7 км только в депоцентрах впадин. Максимальные глубины погружения комплекса наблюдаются в Денисовском прогибе, Алексеевско-Гуляевской антиклинальной зоне, Коротайхинской впадине, достигая 8 км. Отсюда следует, что в центральных областях названных элементов, ограниченных высокоамплитудными сбросами, отложения нижнего НГК вероятно следует оценивать как преимущественно нефтегазогенерационные толщи. На большей части акватории ордовикско-нижнефранский НГК находится в диапазоне 2 - 7 км, его мощности в среднем составляют 2 - 3 км, что позволяет высоко оценивать его нефтегазогенерационный и аккумуляционный

потенциал. На западе, в Ижма-Печорской впадине, подошва ордовика, а равно и поверхность фундамента, залегает на глубинах до 1 - 2 км.



 - 1  - 2

Σ УВ – суммарные текущие запасы и кумулятивная добыча нефти (1), свободного газа и конденсата (2).

Рис. 2. Нефтегазоносные комплексы акваториальных районов Тимано-Печорской НГП (по данным о начальных разведанных запасах УВ)

Максимальные значения погружения двух верхних комплексов наблюдаются в Южно-Новоземельской депрессии. Здесь подошва верхнедевонско-нижнепермского НГК достигает 5 км, а верхнепермско-триасового – 3 км.

НСР УВ севера Тимано-Печорской НГП распределяются по НГК следующим образом: в ордовикско-нижнефранском НГК – 40 %, в верхнедевонско-нижнепермском – 44 %, в верхнепермско-триасовом – 16 %. Дальнейшие направления ГРП на нефть и газ на печорском шельфе должны учитывать необходимость и возможность изучения и освоения нижнего комплекса.

В **Баренцево-Северо-Карской НГП** в сравнении с Тимано-Печорской провинцией число нефтегазоносных комплексов на акватории вырастает до четырех за счет распространения здесь мощных юрско-меловых отложений. Тем не менее, палеозойско-триасовая часть разреза Баренцево-Северо-Карской НГП оказывается близкой по объему и числу комплексов к сопредельным провинциям, несколько отличаясь их возрастной датировкой. Существенное увеличение глубин залегания палеозойско-триасовых отложений на акватории Баренцева моря и определяет возможное снижение их аккумулирующих свойств.

Предварительный анализ строения, свойств и, особенно, распространения НГК показывает следующее.

Центральную часть Баренцево-Карской акватории, составляющую 45 % площади одноименной НГП, занимает область распространения мезозойских и палеозойско-мезозойских отложений с преобладанием в составе чехла на глубинах до 7 км верхнепермско-среднетриасового и верхнетриасово-юрского НГК. Область выделяется предельно высокими мощностями чехла в целом и, особенно, его триасовой составляющей. С учетом благоприятных петрофизических свойств отложений это несомненно усиливает перспективы и ресурсно-геологическое значение названных комплексов в рассматриваемой области. В этой связи нельзя не упомянуть об открытии здесь крупных и уникальных газоконденсатных и газовых месторождений.

Средне-верхнепалеозойские отложения в составе двух нижних ВНК, главным образом, верхнедевонско-нижнепермского и отчасти ордовикско-нижнефранского на глубинах до 7 км распространены и имеют определяющее значение в окаймляющих центральную область периферийных участках Баренцево-Северо-Карской провинции. Эти участки занимают около трети ее общей площади. Оценивая перспективность этих отложений, следует иметь в виду, что в Тимано-Печорской НГП средне-верхнепалеозойский комплекс является доминирующим по распространению и масштабам нефтегазоносности. . Можно также выделить ордовикско-нижнефранский НГК, который присутствует на фланговых участках НГП – в Кольской и Северо-Карской ПНГО. Площадь их распространения занимает около трети провинции.

По результатам последней ресурсной оценки в Баренцево-Северо-Карской НГП доля ресурсов УВ в палеозойских отложениях составляет 82 %, а в мезозойских – 18 %. Эти величины свидетельствуют о завышении в провинции относительной роли палеозойских комплексов и явном занижении ресурсно-геологического значения триасовых отложений. С учетом результатов проведенных исследований эти соотношения должны быть изменены в пользу мезозойских отложений.

В Южно-Карской НГО доюрские триасовые и палеозойские отложения, несмотря на наличие проявлений и редких скоплений нефти и газа в пределах Западно-Сибирской НГП, на предмет выделения нефтегазоносных комплексов практически специально не изучались.

В ходе исследований в пределах акватории до глубины 7 км были оценены области преимущественного развития в составе чехла триасовых и верхне-среднепалеозойских отложений. Всего выделено 3 области развития нижнепалеозойско-мезозойских образований: с преобладанием верхне-среднепалеозойских терригенно-карбонатных отложений; с преобладанием терригенных отложений триаса и, наконец, область развития мезозойских образований с резким преобладанием триасовых отложений. Эти отложения могут быть пока выделены в ранге возможно нефтегазоносных комплексов (ВНГК).

В соответствии с особенностями нефтегазоносности и генерационными моделями в условиях растянутой шкалы катагенеза пород, характерной для глубоких прогибов Южно-Карской НГО, доюрские отложения глубже 7 км рассматривались как источники термального газа, 5 – 7 км – конденсатного газа, а 3 – 5 км – зоны не только формирования нефтегазоконденсатных УВ-систем, но и аккумуляции УВ-скоплений различного фазового состава. Подобная зональность согласуется с данными о катагенезе триасовых отложений в районе Русановского свода, оцениваемом стадией апокатагенеза [Устинов, Вискунова, Супруненко, 2002].

Глубокое залегание триасовых отложений на большей части Южно-Карской НГО дает основание рассматривать их, прежде всего, как источники углеводородов, приуроченные к очагам генерации в глубоких грабенообразных погружениях фундамента (Ноябрьская, Чекинская впадины, Пахтусовский прогиб), откуда УВ могли мигрировать в прибортовые зоны. Есть основания полагать, что в пределах Ямало-Гыданской седловины триасовые отложения отсутствуют. На технически доступных глубинах триасовые отложения залегают в основном в пределах расположенных южнее Гыданской, и Енисей-Хатангской НГО. В Южно-Карской НГО они могут представлять нефтепоисковый интерес лишь в периферийных зонах воздымания. В общем объеме прогнозных ресурсов УВ триасовый ВНГК оценивается предварительно в объеме 3 %.

Домезозойские терригенно-карбонатные и эффузивно-осадочные комплексы всех трех отделов палеозоя, а также кристаллические породы и коры выветривания фундамента, содержат залежи и проявления нефти и газа в южных и западных районах Западно-Сибирской НГП. По верхне-среднепалеозойскому ВНК особого внимания заслуживает акватория Байдарацкой губы и крупные поднятия, осложненные локальными структурами, на западноямальском шельфе (Обручевский вал). Можно предполагать здесь геолого-структурные обстановки подобные Новопортовскому валу. Возможно именно в этом регионе в основном, будет сконцентрирована основная часть прогнозируемых в палеозое Южно-Карской НГО прогнозных ресурсов, превышающих до глубины 7 км значительную (свыше 1 млрд. т н.э.) величину.

Выделение возможно нефтегазоносных комплексов в доюрских отложениях на всем протяжении континентального шельфа Баренцево-Карского региона стало более реальным после проведения нескольких опорных комплексных геофизических профилей (геотраверсов) общей протяженностью 5,5 тыс. пог. км².

Сознавая слабую изученность бурением глубоководных толщ и дискуссионность выделения ВНК в палеозойско-триасовом разрезе Баренцево-Карского региона, авторы статьи полагают, что выполненное исследование позволило обобщить и оценить результаты проведенных региональных сейсмических работ на западно-арктических акваториях, уточнить черты геологического строения доюрских отложений и предварительно оценить перспективы их освоения.

Литература

Анищенко Л.А., Трифачев Ю.М., Шевченко Р.Е. Газовая составляющая углеводородных залежей и фазовый прогноз нефтегазоносности Тимано-Печорской провинции // Закономерности размещения зон нефтегазоаккумуляции в Тимано-Печорской провинции. Л.: ВНИГРИ, 1986. С. 32 - 42.

Богацкий В.И., Данилевский С.А., Трифачев Ю.М. Региональная оценка нефтеносности, газоносности и угленосности Тимано-Печорского седиментационного бассейна на основе анализа катагенетической зональности // Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы Северо-Западного экономического района Российской Федерации. СПб., 1999. С. 66 - 76.

Данилевский С.А. Распределение нефтегазоносности в пределах Тимано-Печорского седиментационного бассейна как следствие генерации углеводородов в системе очагов нефтегазообразования // Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России. Т. III.: Сб. докл. Сыктывкар, 1999. С. 35 - 37.

Дедеев В.А., Аминов Л.З., Панева А.З. Тектоническая эволюция зон нефтегазообразования и нефтегазонакопления Печорской плиты // Тектоника и критерии нефтегазоносности локальных ловушек. М.: Наука, 1987. С. 176 - 180.

Закономерности размещения и перспективы поисков месторождений нефти и газа в Тимано-Печорской провинции / В.И. Громека, А.М. Буровой, Н.Т. Куренков и др. // Геология нефти и газа. 1994. №6. С. 28 - 32.

Кирюхина Т.А., Ступакова А.В. Качественный прогноз флюидов в месторождениях Печорского моря // Геология нефти и газа. 2001. № 3. С. 28 - 35.

Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. Л.: Недра, 1992. 239 с.

Меннер В.В. Литологические критерии нефтегазоносности палеозойских толщ северо-востока Русской платформы. М.: Наука, 1989. 133 с.

Нефтегазоносность СССР / Под ред. Г.Х. Дикенштейна, М.Т. Аванесяна, И.М. Алиева и др. М.: Военное изд-во, 1987. 224 с.

Особенности генерации и аккумуляции УВ в окраинно-плитном Тимано-Печорском седиментационном бассейне / Е.Б. Грунис, В.И. Гайдек, Л.З. Аминов и др. // Поиски, разведка и добыча нефти и газа в Тимано-Печорском бассейне и Баренцевом море. Т. 2.: Сб. докл. СПб., 1996. С. 68 - 72.

Устинов Н.В., Вискунова К.Г., Супруненко О.И. Перспективы нефтегазоносности юрских отложений Карского моря // К созданию общей теории нефтегазоносности недр. Кн. 2. Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. М.: МГУ, 2002. С. 253 – 256.

Рецензент: Маргулис Лазарь Соломонович, доктор геолого-минералогических наук.