

УДК 552.16:553.98 (571.1)

## БАЖЕНОВСКАЯ СВИТА – ИСТОЧНИК ПРОМЫШЛЕННЫХ НЕФТЕЙ И ЖИРНЫХ ГАЗОВ В ТИТОН-НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЮЖНО-КАРСКОГО РЕГИОНА

© 2011 г. И. Д. Полякова, В. И. Богоявленский

Представлено академиком А.Н. Дмитриевским 21.02.2011 г.

Поступило 04.03.2011 г.

В настоящее время в Южно-Карском регионе, охватывающем арктические районы Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) и прилегающий шельф, основным объектом промышленной газоносности является апт-сеноманская продуктивная толща, в которой на глубинах до 2.5 км открыты уникальные и крупные газовые и газоконденсатные месторождения (Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Заполярное, Новопортовское, Русановское, Ленинградское и др.). В последнее десятилетие крупные открытия произошли в той же толще на территории Обской и Тазовской губ (Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Чугорьяхинское и др.). Однако ресурсы дешевого сухого газа легкодоступных залежей не бесконечны, и уже в ближайшем будущем придется планомерно осваивать более глубокие горизонты, где, по мнению многих исследователей, присутствуют скопления жирного газа и конденсата, а также в залежах возможны оторочки легких нефтей.

В контексте этой проблемы интерес представляют результаты геохимического изучения баженовской свиты (титон–нижний берриас), характеризующейся исключительно высокими концентрациями планктоногенного органического вещества (ОВ) и являющейся основным генератором нефтей в центральных и западных частях Западно-Сибирского НГБ. Феноменальная обогащенность этой свиты должна сохраняться и в высоких широтах, так как подобные ей высокоуглеродистые отложения, возникновение которых часто связано с глобальными аноксическими событиями, получили широкое распространение в конце позднеюрской эпохи на территории многих северных НГБ (Североморский, Западно-Норвежский, Баренцевоморский, Западно-Сибирский, Северного склона Аляски, Маккензи,

Свердруп, Жанны д'Арк), где подобные толщи стали источниками промышленной нефтеносности.

Баженовская свита сложена карбонатно-кремнисто-глинистыми битуминозными отложениями с высокими концентрациями планктоногенного органического вещества (среднее  $C_{орг}$  5.1% и в прослоях до 30%) [1]). Эти отложения по аналогии с доманикитами называются баженовитами. Они занимают практически всю площадь бассейна, в пределах которой средние содержания  $C_{орг}$  увеличиваются от 1 до 11%, а битумоидов от 0.3 до 1% и более по направлению от внешнего контура к внутренним глубоководным частям.

Сравнение литолого-минералогических характеристик пород, содержаний и состава присутствующего в них ОВ с данными стандартного и радиоактивного каротажа (КС и ГК) позволило установить определенные соответствия терригенных, биогенно-терригенных и биогенных частей разреза баженовской свиты величинам КС и ГК [2]. Выявленная корреляция между этими показателями легла в основу классификации разрезов баженовитов и их крупномасштабного картирования. К наиболее благоприятным для формирования нефтяных залежей отнесены классы разрезов с пачками высокоомных кремнистых, карбонатных и кремнисто-карбонатных сапропелевоглинистых пород, приуроченных к впадинам и склонам поднятий. ОВ этих разрезов почти полностью представлено коллоальгинитом и содержит 7–8.5% водорода, а микропустоты пород часто заполнены нефтью. Г.Н. Перозио и Е.А. Предтеченской в 1985 г. [2] введено понятие “палеосодержание радиолярий”, включающее в себя сумму их видимых остатков, сконцентрированных в виде тончайших линз, слоев и/или единичных раковин, а также оставшихся от них пустот по всему объему породы. Было установлено, что палеосодержание радиолярий  $30 \pm 5\%$  является количественным показателем, свидетельствующим о возможности формирования коллектора в баженовитах. Особенно качественными коллекторами

*Геологический институт  
Российской Академии наук, Москва  
Институт проблем нефти и газа  
Российской Академии наук, Москва*

считаются те части разреза, в которых наблюдается микропереслаивание доломитизированного кальцита с коллоальгинитом, составляющим до 50% площади шлифа. Эти классы разрезов, закартированные нами для центральной и юго-восточной части НГБ [2], являются основными производителями “морских” нефтей, накопившихся не только в баженновском, но также и неоккомских резервуарах.

Дальнейшие исследования [3] показали, что именно кремнистые (опоки) и карбонатные (доломиты первичные и вторичные) прослои в баженновитах, характеризующиеся высокими значениями показателя  $S_1$  Rock-Eval, содержат свободные углеводороды и представляют собой сформировавшийся для углеводородных скоплений коллектор в условиях АВПД. Происходящее снижение пластовых давлений при освоении залежей баженновской свиты обычно компенсируется искусственно, например путем термогазового воздействия на залежь, активизирующего флюидодинамическую систему и способствующего восстановлению ее сообщаемости. Огромная масса микронфти (синбитумоиды) баженновитов законсервирована в не являющихся коллектором нефтематеринских породах. Она составляет главный энергетический ресурс свиты, о методах извлечения которого думают многие специалисты.

Выявленные закономерности фиксируются для хорошо изученных баженновитов южных, западных и центральных районов Западно-Сибирской плиты, где выполнен большой объем бурения. Здесь они залегают преимущественно на глубинах 2–3 км и катагенетическая преобразованность содержащегося в них ОВ отвечает градациям раннего мезокатагенеза ( $МК_1$ – $МК_2$ ). Во впадинах и прогибах северных и тем более арктических районов баженновиты находятся на больших глубинах и выделяются в разрезе в значительной степени по геофизическим данным. Также здесь отложения изучались непосредственно по кернам некоторых глубоких и двух сверхглубоких скважин Тюменской СГ-6 и Ен-Яхинской СГ-7. Наиболее полно разрезы изучены в двух последних скважинах, расположенных в зоне Большого Уренгоя.

В обеих СГ скважинах баженновиты имеют близкие глубины залегания, не превышающие 4 км, и практически одинаковую геохимическую характеристику. В Тюменской СГ-6 [4] с глубинного интервала 3782–3844 м поднят керн баженновской свиты, в котором геохимические показатели ОВ ( $C_{орг} = 1.68$ – $9.83\%$ ,  $B_{хл} = 0.32$ – $1.51\%$ , водородный индекс (НИ) = 200–590 мг УВ/г  $C_{орг}$ ) свидетельствуют о сохранении высокого генерационного потенциала. Наиболее обогащена ОВ верхняя пачка мощностью около 12 м с коэффициентом битуминозности 18–20%. Катагенетическая преобразованность ОВ в баженновитах Тюменской

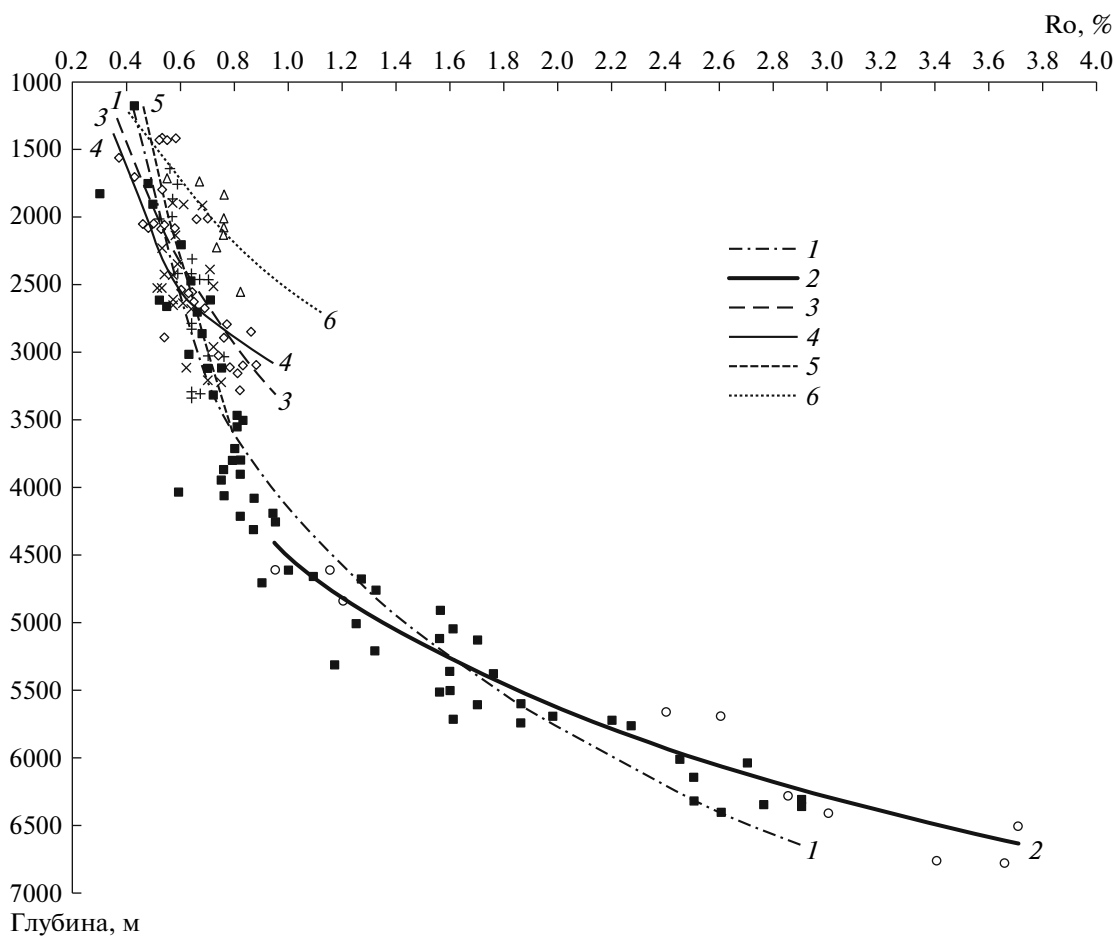
СГ-6 соответствует  $R_o$  0.76–0.8%, т.е. средней и нижней части градации  $МК_2$ , а в Ен-Яхинской СГ-7 – преимущественно ее нижней части. В той и другой скважинах свита находится в главной зоне нефтеобразования и по геохимическим особенностям практически не отличается от таковой в центральной части бассейна.

Для оценки перспектив нефтеносности титон-неоккомских отложений в арктических районах важно составить представление о катагенезе ОВ в баженновитах этой территории. История изучения катагенеза ОВ в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты началась в середине 1960-х гг. [5]. В дальнейшем по мере накопления материалов работы планомерно продолжались, постепенно распространяясь на северные территории. В последнее пятилетие заметной вехой в этой истории стала серия карт катагенеза ОВ мезозойских и палеозойских отложений для всей территории Западно-Сибирского НГБ [6]. В этой серии имеется карта и для кровли верхнеюрских отложений, на которой в пределах Ямало-Ненецкого национального округа выделялись весьма обширные площади среднего–позднего мезокатагенеза ( $МК_3$ – $МК_5$ ), не входящие, по мнению автора этих карт А.Н. Фомина, в главную зону нефтеобразования. Такой вывод существенно снижает перспективы промышленной нефтеносности рассмотренной территории.

Авторы имеют основания пересмотреть сделанные оценки и продолжить их в акваторию, где располагается шельфовая Южно-Карская мегавпадина с открытыми Русановским и Ленинградским газоконденсатными месторождениями аптсеноманского возраста. С этой целью проводилось прогнозное картирование катагенеза ОВ также для акватории и привлекались в качестве аналогий примеры высокоуглеродистых отложений, подвергшихся воздействию позднего мезокатагенеза и апокатагенеза в других бассейнах.

На основе известных региональных закономерностей, позволяющих интерполировать и экстраполировать результаты определений  $R_o$  по конкретным площадям, составлена схематическая карта изореспленд в баженновитах для Южно-Карского региона. В построениях использованы опубликованные материалы А.П. Афанасенкова, Т.В. Белоконь-Карасевой, Л.Н. Болдушевой, Г.С. Борукаева, А.Э. Конторовича, И.Д. Поляковой, Е.И. Соболевой, В.А. Скоробогатова, А.Н. Фомина, А.С. Фомичева и М.Г. Фрик.

Предварительно строились графики зависимости отражательной способности витринита от глубины (рис. 1) и устанавливались нижние границы градаций катагенеза ОВ для крупных структурных зон и отдельных площадей по всему мезозойскому разрезу. На графиках для глубин до 4 км самыми большими значениями  $R_o$  выделяются тренды Русановской площади Южно-Карской ме-



**Рис. 1.** График зависимости отражательной способности витринита от глубины. Структурные зоны и площади: 1 – Уренгойский мегапрогиб (Тюменская СГ-6, пл. Уренгойская и Евояхинская), 2 – Ен-Яхинская СГ-7, 3 – Нурминский мегавал (пл. Бованенковская, Харасавэйская, Крузенштернская, Средне-Ямальская, Нурминская), 4 – Антипаютинская и Большехетская мегавпадины (пл. Ямбургская, Тазовская, Заполярная, Штормовая, Утренняя, Геофизическая, Северо-Уренгойская, Тотаяхинская), 5 – Енисей-Хатангский региональный прогиб (пл. Северо-Соленинская, Южно-Соленинская, Гольчихинская, Хабейская, Дерябинская, Суходудинская, Озерная, Рассохинская, Мессояхская, Новая), 6 – Южно-Карская мегавпадина (пл. Русановская).

гавпадины, несколько меньшими значениями – Бованенковской, Харасавэйской, Крузенштернской и Средне-Ямальской площадей Нурминского мегавала и отдельных площадей Антипаютинской и Большехетской мегавпадин (здесь и далее используются общепринятые названия крупных структур). Относительно замедленные преобразования ОВ зафиксированы в надрифтовых структурах Уренгойского (Тюменская СГ-6) и Центрально-Енисейского мегапрогибов, тренды которых практически совпадают, что объясняется близостью их тектонической природы и истории развития. По каждому тренду определены нижние границы градаций катагенеза, которые, например в Южно-Карской мегавпадине, располагаются на 1.2–1.6 км выше, чем в Уренгойском мегапрогибе (мегажелобе). Катагенетическая преобразованность ОВ на глубинах 4–7 км установлена по СГ-6 и СГ-7, в которых катагенез ОВ достигает града-

ций апокатагенеза (АК<sub>3</sub>), а мощности соответствующих зон постепенно уменьшаются.

В кровле верхнеюрских отложений на глубинах до 5 км в Южно-Карском регионе, судя по установленным зависимостям (рис. 1), катагенез ОВ проявился в широком диапазоне, охватывающем градации прото- (ПК<sub>3</sub>), всего мезо- (МК<sub>1</sub>–МК<sub>5</sub>) и начального апокатагенеза (АК<sub>1</sub>) (рис. 2). Наименее преобразованное ОВ, соответствующее градациям ПК<sub>3</sub> и МК<sub>1</sub>, распространено в бортовой части бассейна, зона МК<sub>2</sub> оконтуривает Южно-Карскую, Антипаютинскую, Большехетскую, Надымскую и Енисейскую мегавпадины, захватывая на западе Нурминский мегавал. Во внутренних частях мегавпадин и мегапрогибов располагаются зоны МК<sub>3</sub> и МК<sub>4</sub>. Депоцентры отрицательных структур занимает зона МК<sub>5</sub>, самая большая площадь которой находится на шельфе. В ней на глу-

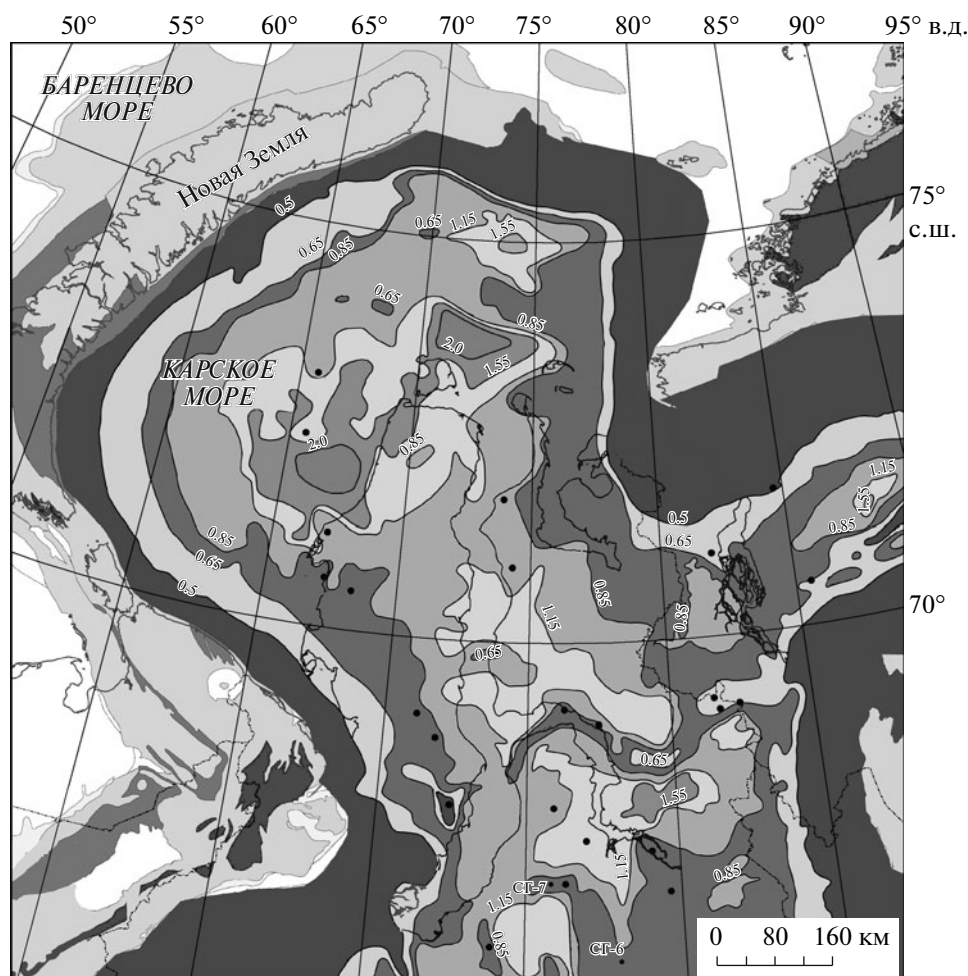


Рис. 2. Карта катагенеза органического вещества ( $R_o$ , %) в кровле юрских отложений.

бинах более 4.4 км преобразования ОВ, предположительно, соответствуют АК<sub>1</sub>, хотя они могут и не достигать столь высокой градации, поскольку распространять шкалу катагенеза Русановской площади на остальную часть Южно-Карской мегавпадины весьма рискованно.

Итак, установлено, что в баженовитах, залегающих на глубине около 4 км в структурах надрифтовых мегапрогибов (мегажелобов), ОВ по степени преобразованности соответствует концу градации МК<sub>2</sub> (МК<sub>3</sub> по [6]) и находится в главной зоне нефтеобразования. Это самая большая глубина, где вскрытые бурением баженовиты хорошо изучены. А какие геохимические характеристики ОВ можно ожидать на тех же или больших глубинах, где ОВ подверглось более активным преобразованиям среднего–позднего мезокатагенеза в наземных и шельфовых районах Арктики? Для ответа на этот вопрос привлекались материалы некоторых других бассейнов с высокоуглеродистыми толщами, обладающими хорошими и

очень хорошими генерационными способностями.

В Северноморском НГБ такими способностями отличаются киммериджские глины формации Клей с ОВ II типа (по Ван Кревелену) со средним содержанием  $S_{орг}$  около 5% и НН, достигающим 650 мг УВ/г  $S_{орг}$ . Отложения этой формации, накопившиеся в глубоких частях грабенов Морис-Ферт, Викинг и особенно Центрального, встречаются в интервале глубин 3.5–4.8 км и находятся в главной зоне нефтеобразования [7]. С формацией Клей связано большинство месторождений верхнеюрско-нижнемелового комплекса. По тектоническим условиям залегания она близка изученным баженовитах в Центрально-Уренгойском рифтогенном мегажелобе.

Другой пример – формация Вудфорд в североамериканских бассейнах Анадарко и Пермском, вскрытая скважинами Ральф-Лав-1 и Берта-Роджерс-1. Ее палеозойские отложения, обогащенные ОВ, содержат практически не подвергшиеся деформации битумоиды и сохраняют значительную

потенцию к нефтеобразованию ( $H_I$  110–157 мг УВ/г  $C_{орг}$ ,  $\beta$  10–22%) на глубинах 7.4 и 8.4 км при температуре 200 и 230°C и катагенезе, соответствующем АК<sub>3</sub>. Изучавший эти отложения Л. Прайс [8, 9] пришел к выводу, что генерация жидких углеводородов в промышленных количествах в богатых сапропелевым ОВ породах происходит в широком диапазоне температур и катагенетической преобразованности. В этом с ним согласны некоторые российские геологи-нефтяники [10–13]. Заключение Л. Прайса находит подтверждение в открытиях на больших глубинах крупных месторождений нефти, в том числе в бассейнах акваторий, например Мексиканского залива и Северного моря.

Примеры можно приводить и далее, но и рассмотренные здесь дают достаточное основание считать, что баженовиты должны сохранять способность генерировать в промышленных количествах жидкие углеводороды при катагенетической преобразованности ОВ в широком диапазоне всего мезокатагенеза и, возможно, начального апокатагенеза. Иными словами, большая часть площади распространения баженовитов в арктических районах Западно-Сибирского НГБ попадает в главную зону нефтеобразования, в пределах которой с разной степенью интенсивности также генерировались жирный газ и конденсат. Особенно значительные их количества могут возникать в зонах МК<sub>1</sub> и МК<sub>5</sub>, тогда как в зонах ПК<sub>3</sub> и АК<sub>1</sub>, вероятнее всего, преобладает сухой газ. Исключением из общего правила является Енисей-Хатангский региональный прогиб, где стратиграфическим аналогом баженовской свиты является яновстанская свита, в которой ОВ имеет смешанный сапропелево-гумусовый и гумусово-сапропелевый состав и относится к II/III типу. По содержанию и составу ОВ яновстанская свита отличается от баженовитов и в главной зоне углеводородообразования может производить нефть не в столь больших количествах, как баженовская свита на Западно-Сибирской плите, что компенсируется генерацией жирного газа и конденсата.

В конце ответим еще на один вопрос: почему баженовиты обладают описанными феноменальными свойствами? Изучая особенности генерации и деструкции микронепти на больших глубинах, Г.Ч. Борукаев и И.Д. Полякова [11] пришли к выводу, что соотношение этих процессов, а значит, и местоположение нижней границы распространения жидких углеводородов в нефтегазовом бассейне определяется степенью липидности ОВ. Чем она выше, тем интенсивнее и продолжительнее генерация и позднее наступает деструкция микронепти. К этому следует добавить, что в коллоальгините, который является главным мацералом ОВ в баженовитах, катагенетические преобразования протекают медленнее,

запаздывая примерно на одну–две градации, по сравнению с витринитом (например, на МК<sub>4</sub> показатель преломления коллоальгинита 1.83–1.845, а витринита 1.85–1.9 [6]). Поскольку витринит в баженовитах встречается редко, определение катагенеза ОВ чаще всего производится по отражательной способности этого мацерала из отложений, подстилающих или перекрывающих мало-мощную (20–50 м) баженовскую свиту.

В мегавпадинах создавались глубоководные условия, благоприятные для интенсивного накопления не только органического вещества, но и кремнистой (радиоляриты) составляющей осадка. Биопродуктивность фито- и зоопланктона усиливалась за счет поступления в окраинные моря питательных веществ во время формирования позднеюрско-раннемеловой магматической провинции Арктики [14]. Тогда в баженовитах мегавпадин могли возникнуть тонкослоистые высокоуглеродистые кремнисто-глинистые слои, в которых природный высокотемпературный разогрев флюидов на больших глубинах приводил к росту объемов трещинного коллектора и содержащихся в нем УВ.

Характерные для баженовитов Южно-Карского региона АВПД снижают влияние температур на скорость катагенетических превращений ОВ и деструкции жидких углеводородов, что сохраняет генерационный потенциал отложений и углеводородные скопления в них. Разрывные нарушения способствуют перетоку УВ в неокомские отложения, в частности, в песчано-алевролитовые горизонты ачимовской толщи, АВПД в которой повышают фильтрационно-емкостные свойства пород [12]. При наличии разломов возможны перетоки и в вышележащие отложения, вплоть до сеномана. Таким образом, баженовиты, с одной стороны, работают как мощный генератор УВ, с другой стороны – приводят к сохранению или новообразованию качественных коллекторов, создающих предпосылки для формирования крупных залежей нефтей и жирных газов в титон-неокомских отложениях [15].

Результаты исследований подтверждаются имеющимися данными по ряду глубоких скважин. В частности на Бованенковской (скв. 116 и 129), Новопортовской (скв. 119, 128, 143, 144, 153, 159), Южно-Нурминской и других площадях получены притоки нефти в отложениях не только нижнего мела, но также и в юрских.

Работа выполнена в рамках Программы № 23 Президиума РАН.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Конторович А.Э., Полякова И.Д., Трушков П.А и др.* Органическая геохимия мезозойских нефтегазовых отложений Сибири. М.: Недра, 1974. 192 с.

2. Полякова И.Д., Кроль Л.А., Перозио Г.Н., Предтеченская Е.А. // Геология и геофизика. 2002. Т. 43. № 3. С. 240–251.
3. Дахнова М.В., Назарова Е.С., Славкин В.С. и др. // Геология нефти и газа. 2007. № 6. С. 39–43.
4. Тюменская сверхглубокая скважина. Результаты бурения и исследования / Под ред. В.Б. Мазур. Пермь: КамНИИКИГС, 1996. 376 с.
5. Конторович А.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А. // Геология и геофизика. 1967. № 2. С. 16–29.
6. Фомин А.Н. Автореф. дис. д-ра геол.-минер. наук. Новосибирск: ИГНГ СО РАН, 2005. 41 с.
7. Isaksen G.H. // AAPG Bull. 2004. V. 88. № 11. P. 1545–1572.
8. Price L.C. // US Geol. Surv. Open-File Rept 88–651. 1991. P. 1–48.
9. Price L.C. // Organ. Geochem. 1981. V. 3. № 1. P. 59–77.
10. Кирюхин Л.Г., Капустин И.Н., Лоджевская М.И. и др. Нефтегазоносность глубокопогруженных отложений Восточно-Европейской платформы. М.: Недра, 1993. 317 с.
11. Борукаев Г.Ч., Полякова И.Д. // Геология и геофизика. 1998. Т. 39. № 4. С. 518–523.
12. Bogoyavlensky V.I., Budagova T.A., Bezhencev A.V. New Methods and Technology in Development and Production of Oil and Gas – Onshore and Offshore. Geopetrol-2010. Krakov, 2010. С. 407–419.
13. Фрик М.Г., Васянина Д.И., Карасева Т.В. и др. // Геохимия. 2010. № 3. С. 240–251.
14. Хаин В.Е., Филатова Н.И. // Геотектоника. 2009. № 6. С. 24–51.
15. Богоявленский В.И., Полякова И.Д. // Бурение и нефть. 2011. № 1. С. 8–11.