

УДК 553.98

М.Н. Мансуров, Е.В. Захаров

О перспективах газонефтеносности на шельфе морей Восточной Арктики

Председатель правления ОАО «Газпром» Алексей Миллер неоднократно подчеркивал важность развития Восточной газовой программы, направленной на создание основы дальнейшего энергетического развития Восточной Сибири и Дальнего Востока на суше и море [1, 2]. При этом если на суше южной части Восточной Сибири, о. Сахалине и его шельфе уже выявлен ряд месторождений газа, конденсата и нефти, то на шельфе малоизученных восточно-арктических морей выявленных месторождений пока нет. Согласно оценкам прогнозные ресурсы углеводородов (УВ) в морях Лаптевых, Восточно-Сибирском и Чукотском составляют 5,95; 5,58 и 3,3 млрд т нефтяного эквивалента соответственно.

Шельф моря Лаптевых характеризуется слабой геолого-геофизической изученностью. Наиболее полный стратиграфический разрез установлен на сейсмических поднятиях, пересекающих опущенные участки в западной и южной прибрежных частях акватории, где развиты верхнепротерозойские, палеозойские и мезозойские отложения. При оценке перспектив нефтегазоносности недр шельфа этого моря традиционно учитывалась внешняя геологическая аналогия с Североморским нефтегазоносным бассейном, в котором установлена нефтегазоносность палеозойских (прежде всего нижнепермских), мезозойских (юрских и верхнемеловых) отложений. В пределах Ребековского и Трофимовского поднятий и вала Минина перспективны также нижнекембрийские отложения. В палеозойских и мезозойских отложениях, согласно последним прогнозам, содержатся до 85 % ресурсов нефти и газа. Что же касается кайнозойских отложений, то считается, что на их долю приходится лишь до 15 % ресурсов нефти и газа.

Лаптевская перспективная нефтегазоносная провинция (ПНГП) рассматривается в качестве первоочередного регионального объекта для проведения морских поисковых работ. Различия в геологическом строении и стратиграфическом разрезе осадочного чехла позволяют выделить в составе Лаптевской ПНГП Северо-, Южно-, Западно-, Восточно- и Центрально-Лаптевские потенциально-нефтегазоносные области (ПНГО) (рис. 1).

В западной прибрежной части моря Лаптевых располагается крупный Енисей-Хатангский прогиб, выделенный С.В. Аплоновым как апофеоз Обского палеоокеана. Однако западная енисейская часть этого прогиба по разрезу нефтегазоносных комплексов осадочных отложений позволяет считать ее полным геологическим аналогом Арктического прогиба Райхойско-Таймырской НГО, что необходимо учитывать при оценке перспектив ее нефтегазоносности.

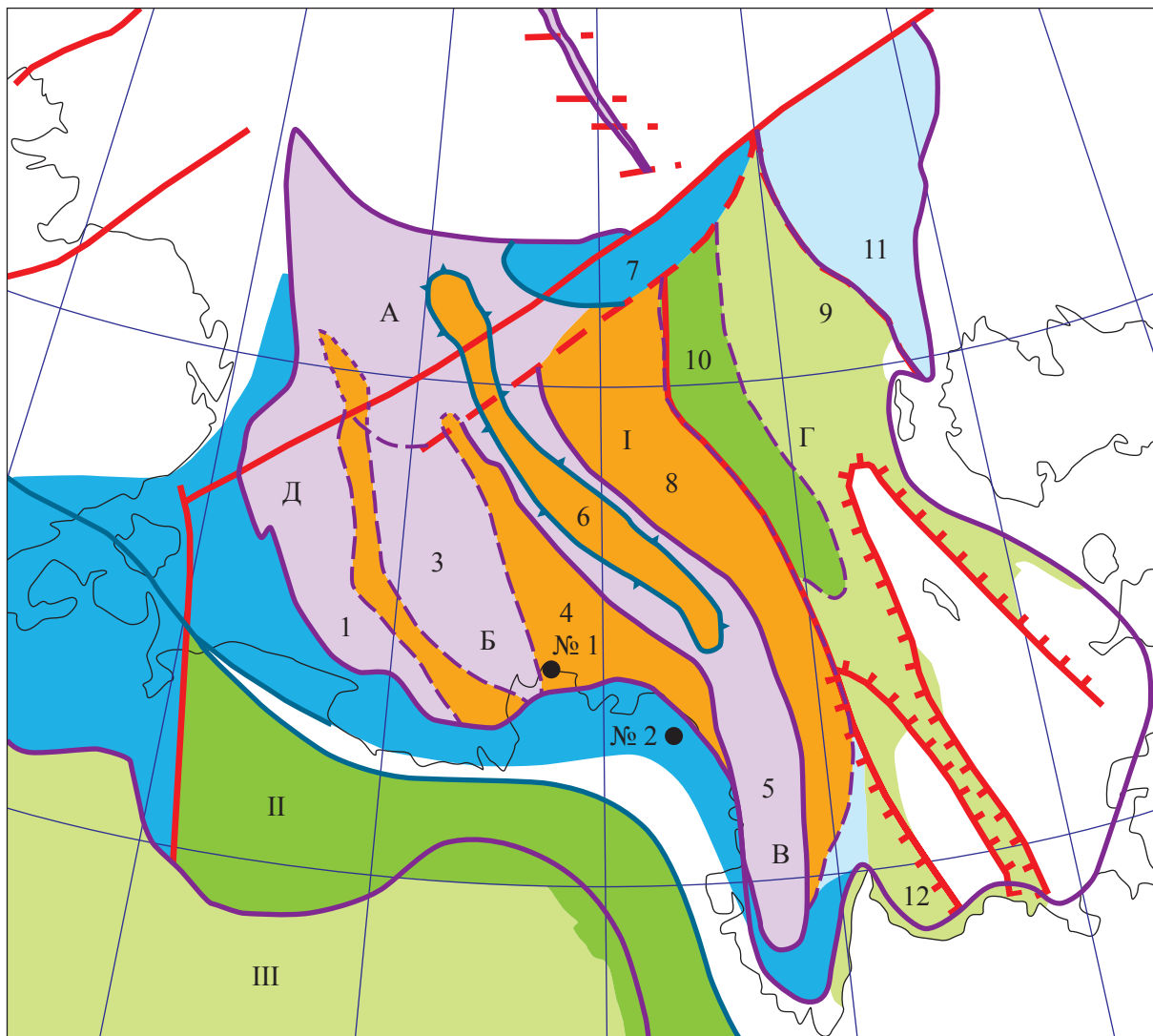
Нефтегазоносность Северо-Лаптевской ПНГО, расположенной севернее Северного разлома, связывается с терригенными коллекторами преимущественно верхнемеловой части разреза осадочного чехла, залегающей на глубинах до 3 км. В Западно-Лаптевской ПНГО перспективы нефтегазоносности увязывают с позднепалеозойско-раннемезозойским терригенным комплексом, подсолевыми карбонатными отложениями палеозоя, а возможно, и верхнего протерозоя, т.е. с отложениями, залегающими на глубинах до и более 5 км. В связи с этим в пределах южных частей Ребековской, Трофимовской зон поднятий и на валу Минина тоже более перспективны позднепалеозойские и раннемезозойские отложения. Нефтегазоносность Восточно-Лаптевской ПНГО соотносят с терригенными коллекторами мезозойского и палеоцен-эоценового возраста в пределах террасированного борта Усть-Ленского грабена

Ключевые слова:

Восточная газовая программа, море Лаптевых, Восточно-Сибирское море, шельф, перспективы нефтегазоносности, нефтегазо-геологическое районирование, параметрическая скважина.

Keywords:

Eastern gas program, Laptev sea, the East Siberian sea, sea shelf, outlooks of gas presence, oil-and-gas geological land zoning, parametric well.



● рекомендуемые параметрические скважины

Плотность геологических ресурсов, тыс. т/км²:

> 3 5–10 10–20 20–30 30–50 50–100

Рис. 1. Нефтегазогеологическое районирование и перспективы нефтегазоносности моря Лаптевых и рекомендуемые параметрические скважины № 1 и № 2 (см. далее).

Тектоническое районирование: прогибы (1 – Южно-Лаптевский, 3 – Усть-Оленёкский, 5 – Усть-Ленский, 7 – Северный прогиб, 9 – Енисей-Хатангский прогиб, 11 – Анисинский); зоны поднятий (2 – Ребековская, 4 – Трофимовская, 6 – вал Минина, 8 – Западно-Лаптевская, 10 – Восточно-Лаптевская, 12 – террасовидный борт Усть-Ленского грабена).

Нефтегазогеологическое районирование: I – Лаптевская ПНГП (ПНГО: А – Северо-Лаптевская, Б – Южно-Лаптевская, В – Центрально-Лаптевская, Г – Восточно-Лаптевская, Д – Западно-Лаптевская); II – Хатангско-Вилуйская НГП; III – Лено-Тунгусская НГП

и Восточно-Лаптевского поднятия – перспективных зон нефтегазонакопления (ПЗНГН). В северных частях упомянутой ПНГО перспективы нефтегазоносности обусловлены меловыми и палеогеновыми отложениями на глубинах до 4,5 км.

Ряд отечественных компаний уже обозначили свой интерес к геологическому изучению недр шельфа моря Лаптевых (рис. 2), о потенциальной нефтегазоносности которого свидетельствует также информация и по Северному морю – внешнему геологическому аналогу

моря Лаптевых. В нем, как известно, установлена нефтегазоносность нижнепермских, нижнетриасовых, юрских, верхнемеловых и палеоценовых отложений.

Шельфы Восточно-Сибирского и Чукотского морей относятся к наименее изученной части Арктического шельфа России. Внутренних геологических аналогов на сопредельной российской суше нет. Здесь в северной части выделяется Гиперборейская эпикаледонская плита, а в южной части – Новосибирская эпикиммерийская плита (рис. 3). В первой плите перспективными считают карбонатные каменноугольные, а также триасово-юрские и мел-палеогеновые отложения в пределах поднятий Де-Лонга и Шелагского. Во второй, слабее изученной и менее обещающей плите в качестве перспективных выделяют Медвежинский выступ и Благовещенскую структурную тер-

расу, входящие в состав Усть-Индибирской ПНГО. Наиболее объективную и полную информацию о характере пространственного изменения литолого-стратегических разрезов проницаемых пород-коллекторов и непроницаемых пород-покрышек, а также их мощности и нефте- и(или) газоносности можно получить в результате бурения параметрических скважин (в ограниченном объеме) на полуостровах и островах, что позволит привязать сейсмические данные к разрезам этих скважин и определиться с направлениями последующих поисково-разведочных работ.

Параметрическое бурение на арктических островах до сих пор выполнялось подразделением Росгеологии «Недра». Высокая эффективность таких скважин доказана при региональном изучении геологического строения и нефтегазоносности недр в Баренцевом

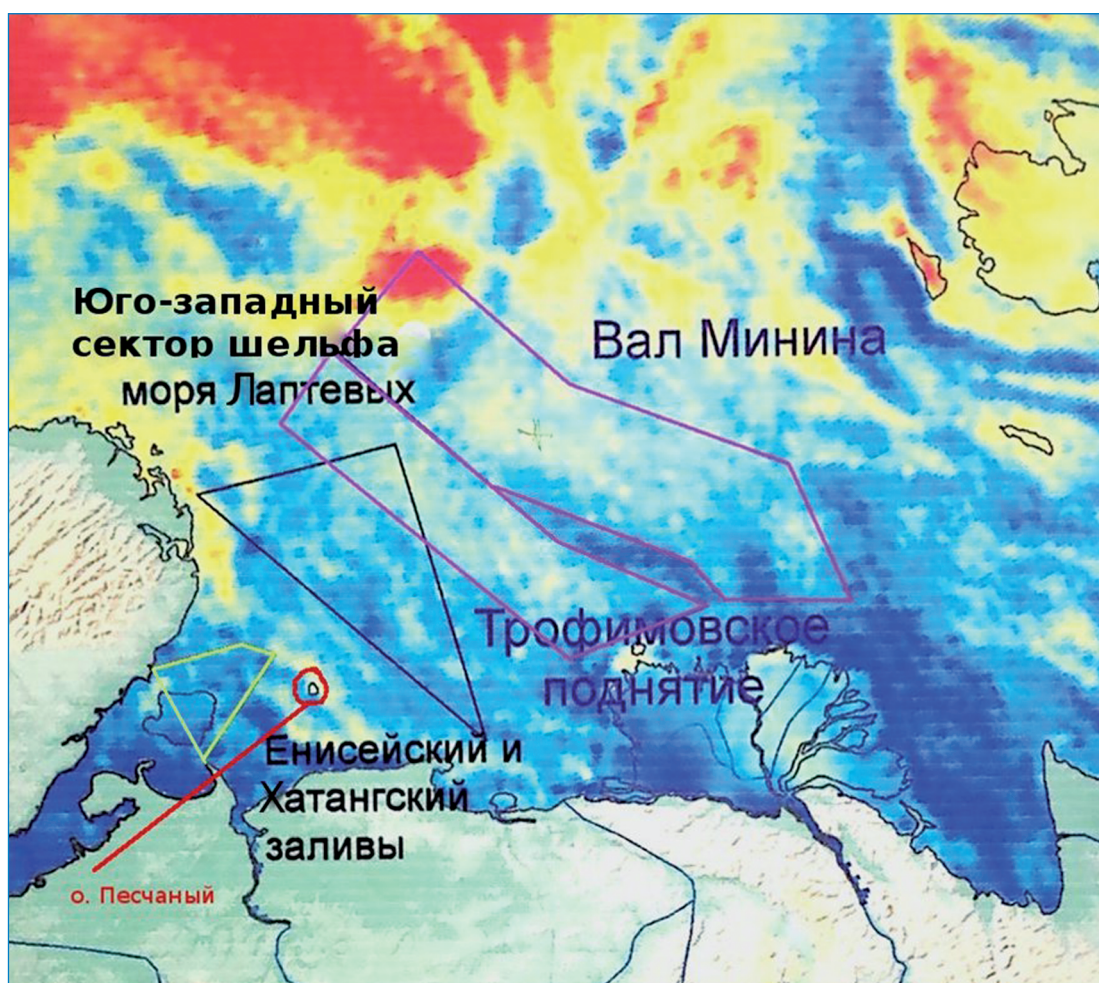
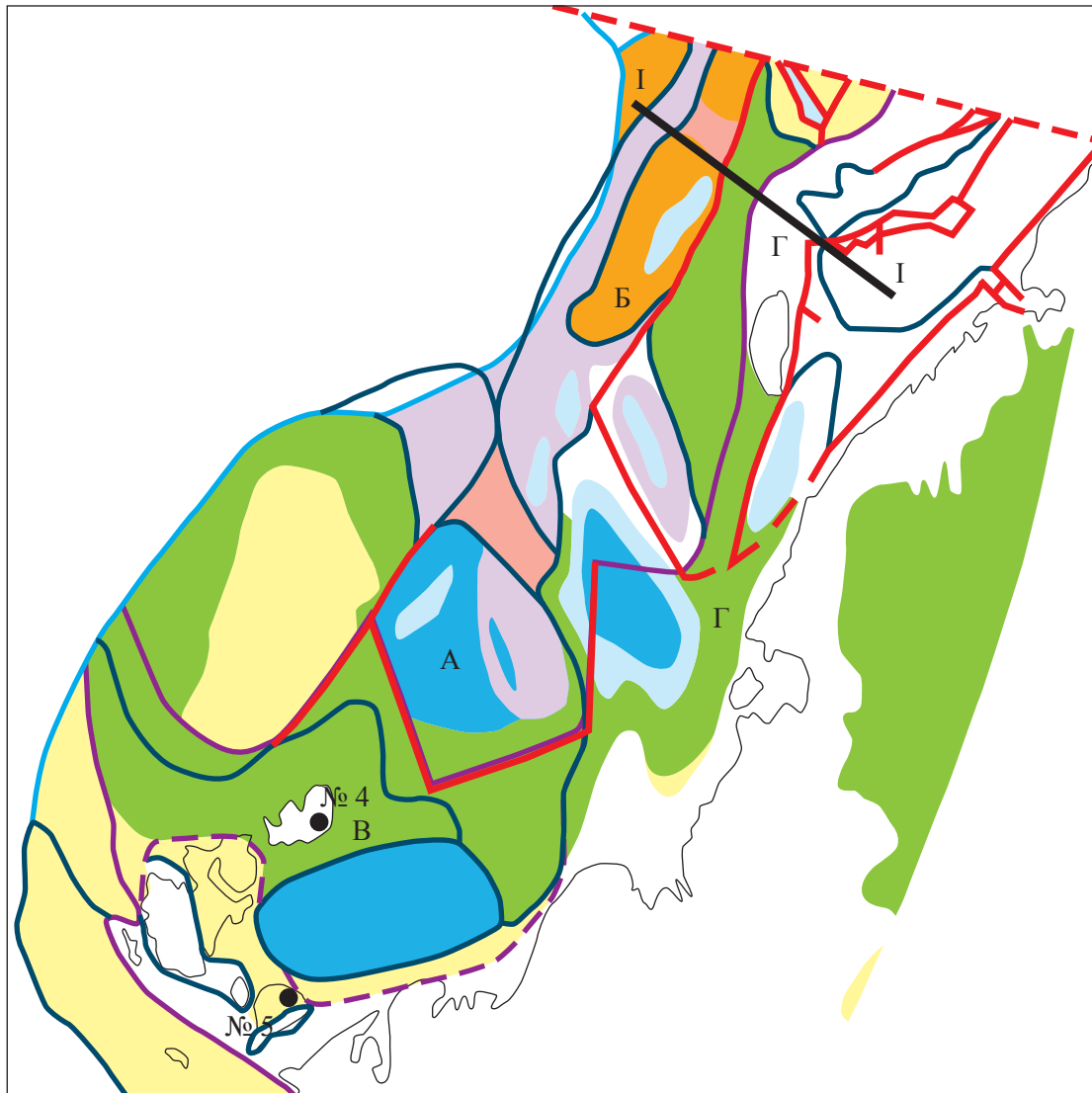


Рис. 2. Лицензионные участки Восточной Арктики: красный контур – ОАО «Газпром» и дочерние общества; зеленый контур – ОАО «НК «Роснефть»; лиловый контур – ОАО «Лукойл»



● рекомендуемые параметрические скважины

Плотность геологических ресурсов, тыс. т/км²:



	1		2		3		4		5		Г	линия сейсмического профиля
--	---	--	---	--	---	--	---	--	---	--	---	-----------------------------

Рис. 3. Карта нефтегазогеологического районирования и перспектив нефтегазоносности Восточно-Сибирского и Чукотского морей и рекомендуемые параметрические скважины № 4 и № 5 (см. далее): 1 – границы крупнейших и крупных структур на шельфе; 2 – сдвиги, сбрососдвиги и разломы неясной кинематики; 3 – бровка шельфа; 4 – границы перспективных нефтегазоносных провинций; 5 – границы перспективных нефтегазоносных областей; нефтегазогеологическое районирование (ПНГО: А – Де-Лонга; Б – Северо-Чукотская; В – Усть-Индигирская; Г – Южно-Чукотская)

и Карском морях [3, 4]. К сожалению, в современной экономической ситуации бурение параметрических скважин не финансируется государством. Однако возобновление параметрического бурения в России возможно, если

Минприроды и Роснедра будут финансировать его в размере 10–15 %, а остальные 90–85 % инвестиций возьмут на себя «Роснефть», «Газпром» и зарубежные компании – соисполнители работ. Впервые сотрудники ВНИИ

Океангеологии им. И.С. Грамберга согласовывали аналогичное предложение с коммерческими компаниями еще в 2005 г.

В Восточно-Арктической нефтегазоносной провинции ПРР наиболее целесообразны в западной прибортовой части Дремхедского прогиба (граничащего с Северо-Чукотским прогибом) и на Шелагинском поднятии. В Восточно-Арктической НПП в разрезе осадочных отложений в качестве перспективных можно рассматривать карбонатные каменноугольные, триасовые и юрско-меловые отложения. В Новосибирской ПНПП нефтегазоносность предполагается в палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложениях. Однако основного внимания, по мнению большинства исследователей, заслуживает триасово-палеогеновая терригенная часть разреза. ПРР здесь целесообразны в западной части Благовещенской структурной террасы. В качестве вероятноперспективных зон нефтегазонакопления можно выделить также Северный выступ и восточную прибортовую зону Жоховской впадины.

Основные перспективы на шельфе российской части Чукотского моря могут быть связаны с Северо-Чукотским прогибом, в прибортовой части которого развиты верхнепалеозойские, триасовые, юрско-меловые и палеогеновые отложения. Меньшие надежды связываются с мезозойско-кайнозойскими отложениями Южно-Чукотского прогиба, где по сейсмическим данным известны антиклинальные перегибы, а в низах разреза, на уровне мела, прогнозируется, по аналогии с Аляской, развитие дельтовых комплексов.

Специальная экспертная комиссия Министерства геологии рекомендовала бурение ряда необходимых параметрических скважин. Первоочередной в их числе названа скважина в восточной части дельты р. Лены (скважина № 1, см. рис. 1). Скважина позволит изучить потенциально нефтегазоносный разрез кайнозойского комплекса Усть-Ленского рифтогенного прогиба. Целесообразно также пробурить скважину глубиной 4000 м в море Лаптевых – в прибрежной восточной части Бегичевской седловины на о. Песчаном (скважина № 2 имеет наиболее важное значение, см. рис. 1). Параметрическая скважина № 3 проектной глубиной 4150 м на острове Вилькицкого, расположенном в Карском море к северу от Гыданского полуострова, предусмотрена к бурению (раньше первых двух скважин) ВНИИ

Океанологией им. И.С. Грамберга. В Восточно-Сибирском море (см. рис. 3) предлагается пробурить параметрические скважины № 4 (глубиной 4500 м) в восточной части о. Новая Сибирь и № 5 (глубиной 4000 м) в северо-восточной части Большого Ляховского острова.

Геологические разрезы показанных на рис. 1, 3 параметрических скважин в совокупности с сейсмическими профилями позволят более точно выделить опорные и маркирующие горизонты и определить характер регионального геологического строения. По завершении параметрического бурения и обработки его результатов появится возможность спланировать и реализовать дополнительные 2D- и частично 3D-сейсмические работы на шельфе восточно-арктических морей. Это особенно важно, так как там прогнозируется выявление основной части геологических ресурсов свободного газа и нефти в мезозойских и палеозойских отложениях.

Именно в связи с этим программой геологоразведочных работ, разработанной Министерством природных ресурсов РФ на период до 2020 г. [5], предусмотрено постепенное перемещение работ в Восточную Арктику, причем в море Лаптевых предполагается выявить 3–5 крупных месторождений. На шельфе Восточно-Сибирского моря вероятно существование перспективных отложений верхнего палеогена – верхнего мела, нижнего мелатриаса, а также верхнего и среднего палеозоя в пределах Северной седловины, Восточно-Сибирской и других зон поднятий. «Роснефть» уже приступает к проведению геологоразведочных работ в Восточно-Сибирском море на лицензионном участке «Восточно-Сибирский-1». По оценкам, прогнозные извлекаемые ресурсы участка составляют 1,367 млрд т нефти и газового конденсата, а также 1,166 трлн м³ газа.

Очевидно, что при разработке программных документов, связанных с освоением минерально-сырьевых ресурсов Восточно-Арктической зоны РФ, в первую очередь углеводородного сырья, необходимо рассматривать и инвестиционные проекты в совокупности с развитием обеспечивающей транспортной инфраструктуры. Расширение ресурсной базы углеводородов за счет арктического шельфа морей Лаптевых и Восточно-Сибирского, без сомнения, является приоритетной стратегической задачей Российской Федерации и тесно связано с развитием транспорта в Арктике.

В первую очередь резко возрастут роль и значение основной национальной арктической транспортной артерии страны – Северного морского пути.

Накопленные знания о геологическом строении недр шельфа морей Восточной Арктики

и предпосылках их газонефтеносности позволяют рассчитывать на значительное увеличение углеводородного потенциала РФ не только в западных, но и в еще недостаточно изученных восточно-арктических морях.

Список литературы

1. Восточная газовая программа // <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/east-program/>
2. «Газпром» пришел! Стартовала восточная газовая программа // Якутия. – 2012. – 12 декабря. – № 231; <http://www.gazetayakutia.ru/index.php/archive/item/2163-gazprom-prishyol-startovala-vostochnaya-gazovaya-programma>
3. Холодилев В.А. Геология, нефтегазоносность и научные основы стратегии освоения ресурсов нефти и газа Баренцева и Карского морей: автореф. дис. ...д-ра геол.-мин. наук / В.А. Холодилев. – М., 2006; <http://earthpapers.net/geologiya-neftegazonosnost-i-nauchnye-osnovy-strategii-osvoeniya-resursov-nefti-i-gaza-barentseva-i-karskogo-morey#ixzz3alo23Bb6>
4. Параметрическая скважина – это шаг в неизвестное: интервью заместителя генерального директора Росгеологии по науке и перспективному планированию Алексея Соловьева // <http://rosgeo.com/ru/content/intervyu-zamestitelya-generalnogo-direktora-rosgeologii-po-nauke-i-perspektivnomu>
5. Долгосрочная государственная программа изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья / Утв. приказом МПР РФ от 8 июня 2005 г. № 160 // <http://bazakonov.ru/doc/?ID=1079855>