

УДК 504.5.06

DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art73

ГЕОЭКОЛОГО-ТЕХНОГЕННЫЕ АСПЕКТЫ И ИХ РОЛЬ ПРИ ОСВОЕНИИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В РАЙОНЕ ЯМБУРГА

Арабский А.К.¹, Арно О.Б.¹, Богоявленский В.И.^{2,3}, Зайцев А.Н.⁴, Кирсанов С.А.⁵

1 – ООО «Газпром добыча Ямбург», 2 – ИПНГ РАН, 3 – РГУ нефти и газа (НИУ)

имени И.М. Губкина, 4 – ИЗМИРАН, 5 – ПАО «Газпром»

E-mail: a.arabsky@ygd.gazprom.ru

Аннотация. Ямало-Ненецкий автономный округ сегодня, а шельф Крайнего Севера в перспективе – основные кладовые Российского природного газа. Его разведка, добыча и транспортировка потребителям связана с необходимостью решения ряда геоэкологических и техногенных проблем, гарантирующих надежность всего добычного комплекса при минимальных выбросах парниковых газов в атмосферу и дегазации Земли. Параллельно и сам комплекс должен в процессе своего развития непрерывно подтверждать соответствие требованиям, предъявляемым современными вызовами. В статье представлено решение и постановка некоторых из указанных задач на примере ООО «Газпром добыча Ямбург».

Ключевые слова: месторождения газа, офшорные месторождения, добычной комплекс; вечная мерзлота, мерзлотное пучение грунтов, подвижки фундаментов, кратеры выбросов газа, космическая погода, прецизионная навигация при бурении, прецизионная гравиметрия.

GEO-ECOLOGICAL AND TECHNOGENIC ASPECTS AND THEIR ROLE IN YAMBURG REGION GAS FIELDS DEVELOPMENT

Arabskiy A.K.¹, Arno O.B.¹, Bogoyavlensky V.I.^{2,3}, Zaytsev A.N.⁴, Kirsanov S.A.⁵

1 – OJSC «Gazprom Dobycha Yamburg», 2 – OGRI RAS, 3 – Gubkin Oil and Gas University,

4 – IZMIRAN, 5 – PJSC «Gazprom»

E-mail: a.arabsky@ygd.gazprom.ru

Abstract. Yamalo-Nenets Autonomous District for today and the Arctic shelf in the future are the main storerooms of Russian natural gas. Its exploration, production and transportation to consumers is connected with the need to solve a number of geo-ecological and man-made problems that guarantee the reliability of the entire mining complex with minimal greenhouse gas emissions into the atmosphere and land degassing. At the same time the complex itself must, in the course of its development, continuously confirm compliance with the

requirements of nowadays challenges. The article presents some of these problems and their solution on the example of JSC «Gazprom Dobycha Yamburg».

Keywords: gas fields, offshore fields, production complex, permafrost, frost heaving, basement motions, gas blowout craters, space weather, precision drilling navigation, precision gravity method.

Жизненный цикл каждого нефтегазоконденсатного месторождения, уникального по своим геологическим, геофизическим, природным и прочим характеристикам, длится не менее 40 лет. Для компенсации падения добычи на старых месторождениях осуществляется их доразведка, а также вводятся в эксплуатацию новые месторождения. Проекты всех вновь вводимых месторождений непременно соответствуют передовому уровню техники и технологий на момент выдачи задания на проектирование. Планы введения их в эксплуатацию, с учетом всех возможных корректировок, известны владельцу лицензионного участка и оператору по разработке [1]. Примером может служить схема ввода в эксплуатацию месторождений Обско–Тазовской губы и Гыданского полуострова (см. рис. 1), сроки которых еще будут уточняться.

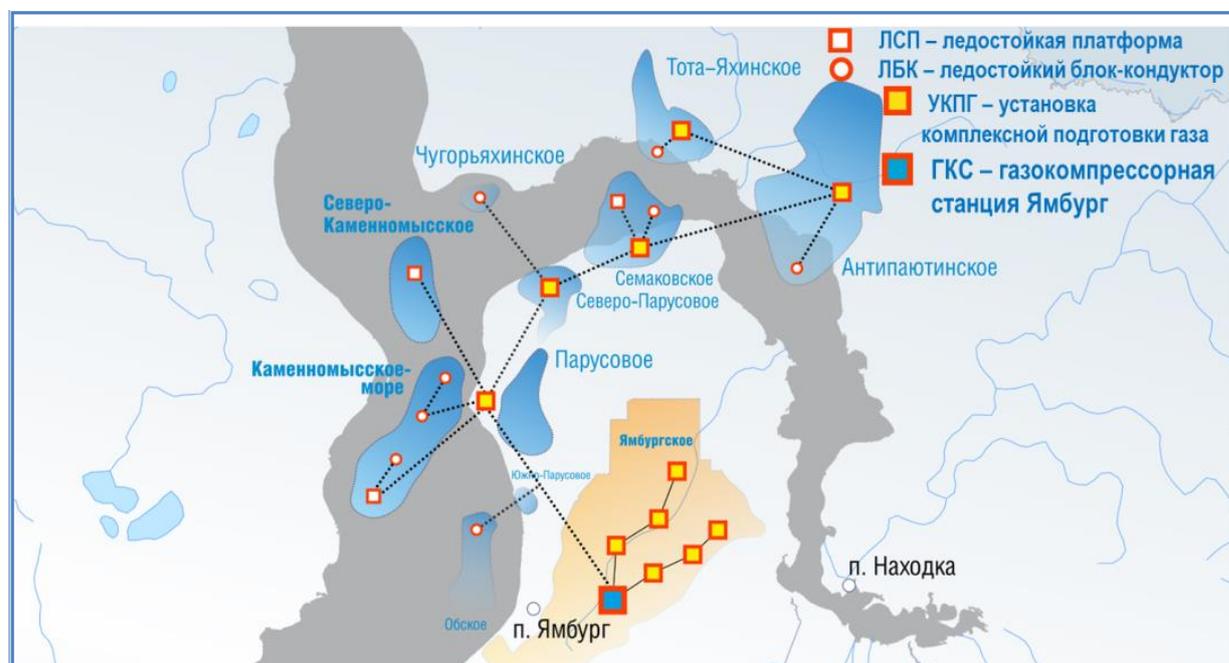


Рис. 1. Схема расположения месторождений Ямбурга, планируемых к освоению

Планируется последовательно освоить 7 шельфовых месторождений газа: Каменномыское–море, Северо–Каменномыское, Обское, Чугорьяхинское, Семаковское, Антипаютинское и Тота–Яхинское, а также группу Парусовых месторождений на суше.

Из перечисленных месторождений Каменномысское–море является наиболее крупным по запасам газа (535 млрд м³). Его разработку планируется осуществлять четырьмя кустами наклонно-направленных скважин (рис.2, А, В, С, D): основным (А – 20 скважин) и тремя сателлитами (два куста В и С по 8 скважин и один куст D из 6 скважин). Годовой уровень отбора газа принят в размере 15 млрд м³. Период постоянной добычи – 13 лет. На начальном этапе разработку планируется вести центральным кустом, совмещенным с установкой предварительной подготовки газа (УППГ), обеспечивающей его транспортировку до береговой инфраструктуры промыслов Ямбурга. Кусты-сателлиты скважин планируется вводить на 8, 10 и 13-й год разработки месторождения.

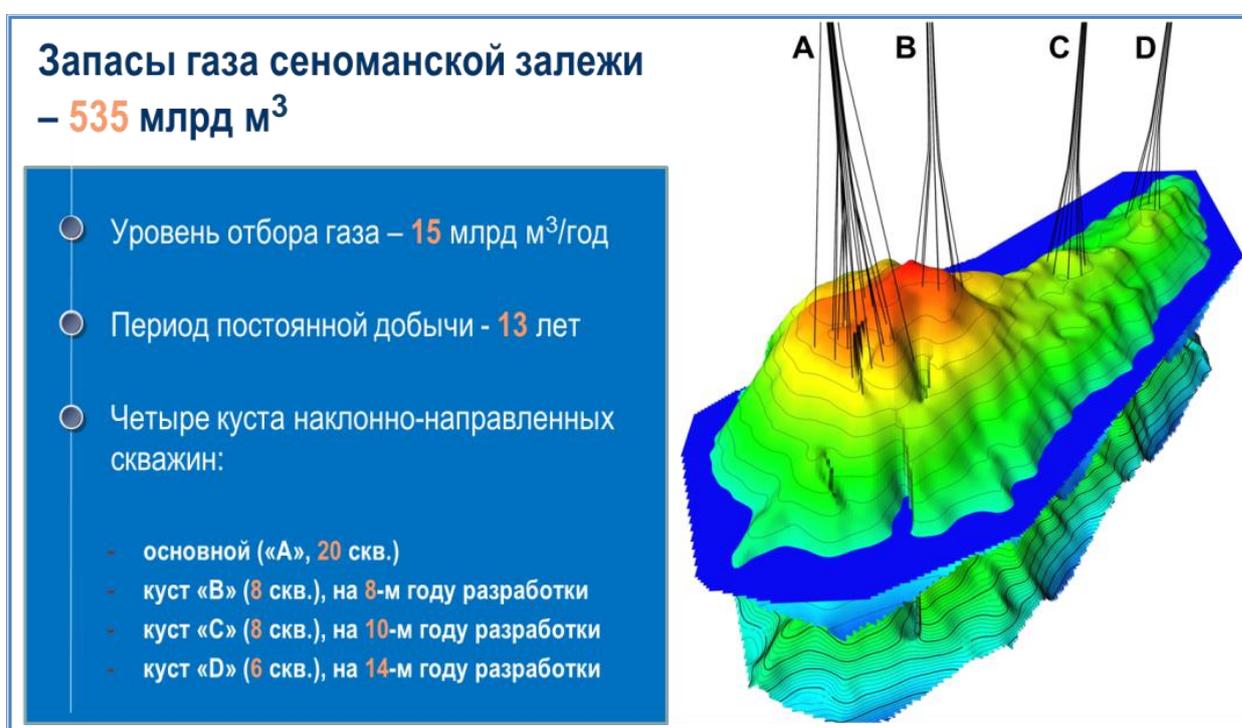


Рис. 2. Схема разработки месторождения газа Каменномысское-море

Освоение месторождений в условиях Обско0Тазовской губы имеет ряд сложностей, связанных с природно-климатическими и экологическими ограничениями. И прежде всего то, что в этом районе глубины Обской губы изменяются от 0 до 7–17 м. При этом самая большая проблема – мощные пресноводные ледовые поля, толщина которых может достигать 2,5 м, а их прочность на сжатие в три раза выше, чем у морского льда. Подвижки ледовых полей приводят к образованию стамух (смерзшегося нагромождения обломков льда), которые пропахивают дно до 1,5 м в глубину.

Кроме этого освоение месторождений осложняют: короткий период навигации (3 месяца, с июля по сентябрь); неустойчивые илистые грунты дна с толщиной отложений

13–15 м и низкой несущей способностью и т.д. Вся совокупность природных факторов и ряд специально проведенных исследований определили необходимость использования ледостойких платформ и блок–кондукторов на свайных фундаментах [2].

К многочисленным известным проблемам добавились и ранее неизвестные геоэкологические проблемы. В 2014–2017 гг. на полуостровах Ямал и Гыданский обнаружено более десяти гигантских кратеров (воронок) выбросов газа. Пять из них наиболее хорошо изучены с привлечением институтов РАН. Первый из них, показанный на рис. 3, и наиболее известный кратер С1, образовался в марте 2014 г. [3]. В числе указанных кратеров один располагается недалеко от Антипаютинского месторождения, которое предстоит обустроить и эксплуатировать ООО «Газпром добыча Ямбург». Следовательно, есть риск появления таких кратеров и на лицензионных участках Общества. Естественно, возникает вопрос – возможно ли своевременное выявление и предупреждение таких опасных явлений.



Рис. 3. Схема расположения кратеров газовых выбросов в Южно–Карском регионе

Анализ космических снимков, проведенный в ИПНГ РАН, однозначно показал, что один из потенциальных методов своевременного выявления таких явлений связан с выявлением по данным аэрокосмических исследований бугров пучения (булгуннях – ringo). Однако задача детектирования опасных объектов на этом полностью не решается, так как взрываются не только бугры булгуннях. Кроме наземных кратеров, на

полуострове Ямал экспедиционные исследования ИПНГ РАН и анализ космоснимков выявили около 300 озер, в мелководной части которых хорошо видны многочисленные подводные кратеры выбросов газа (покмарки), нередко с брустверами выброшенной породы. При этом на дне этих озер бугры не наблюдаются.

На севере Западной Сибири свойства грунтов в мерзлом и оттаявшем состоянии различаются радикально (последние полностью теряют несущую способность). Лицензионные участки месторождений ООО «Газпром добыча Ямбург» располагаются преимущественно на многолетнемерзлых породах. Их среднегодовая температура изменяется от -3 до -5 °С. Строительство зданий и сооружений в таких условиях допускается нормативами лишь по первому принципу: грунты основания используются в мерзлом состоянии, сохраняемом в течение всего жизненного цикла возводимых и эксплуатируемых объектов. Однако существуют и зоны развития таликов, особенно в акватории Обской и Тазовской губ, в которых также предстоит осваивать месторождения.

Наиболее опасными процессами и явлениями в криолитозоне России считаются пучение и осадка свайных фундаментов, образование бугров пучения с деформирующим воздействием на инженерные сооружения. Одно из условий пучения грунтов – превышение общего объема замерзшей и незамерзшей воды, аккумулированной в массиве промерзшего грунта. При этом бугры пучения бывают многолетние и сезонные.

Бугры пучения и деформации свайных фундаментов различной амплитуды фиксируются после таяния снежного покрова на многих площадках Ямбургского месторождения. Яркий пример – неоднократное появление сезонных бугров пучения в районе агрегатов воздушного охлаждения (АВО) газа I очереди дожимной компрессорной станции УКПГ-1В. В 2009 г. бугор пучения, показанный на рис. 4, кровельной частью упирался в коллектор АВО газа DN1000 высокого давления и мог стать причиной возникновения серьезной аварийной ситуации [4].

В практике ООО «Газпром добыча Ямбург» возникающие из-за пучения почвы деформирующие нагрузки были устранены путём бурения разгрузочных скважин в сводовой и присводовой частях гидролакколита, вызвавших интенсивное фонтанирование вод напорного надмерзлотного горизонта. При оттаивании сезонно-мерзлого слоя в летний период бугор пучения нивелировался естественными процессами оседания.



Рис. 4. Локальный бугор пучения на площадке АВО газа 1 очереди ДКС УКПГ–1В, вскрытый буровым станком

Для исключения таких ситуаций Лаборатория мерзлоты инженерно-технического центра Общества ведёт регулярные режимные измерения температур грунтов и других параметров. Маркшейдерская служба контролирует вертикальные и горизонтальные подвижки свайных фундаментов. Все это стало основой для построения карт мощностей сезонно-мерзлого (сезонно-талого) слоя и ежегодных геотемпературных срезов. Строятся карты пространственной визуализации параметров верха криолитозоны, позволяющие прогнозировать развитие криогенного пучения в гидродинамической системе.

Проводимые в ООО «Газпром добыча Ямбург» исследования позволили разработать инновационную технологию управления пучением (его контроля и устранения) с помощью гидрогеологических разгрузочных трубок, устанавливаемых летом в специально пробуренные колодцы [5]. Для этого в зимний период, по команде осуществляется вскрытие этих трубок (в заданный момент снимается верхняя пробка трубки и выбивается ее нижняя пробка, находящаяся на горизонте ниже глубины промерзания). Благодаря этой технологии с 2010 г. отсутствуют какие-либо признаки криогенного пучения грунтов, не фиксируются новые деформации свайных фундаментов. Более того, зафиксирована динамика понижения средней температуры вечной мерзлоты, т.е. наблюдается техногенная стабилизация геотехнической системы благодаря удалению не замерзшей воды из надмерзлотного водоносного горизонта.

Еще одна важная проблема - контроль за разработкой месторождений с гигантской площадью газоносности. Для этого с 2003 г. на Заполярном месторождении впервые в России начаты гравиметрические наблюдения с целью отработки технологии мониторинга его разработки. На площади месторождения создана сеть из базисных и режимных опорных пунктов. Ее дополняет необходимая сеть геодезических пунктов (см. рис. 5). Базисные пункты расположены на кустах эксплуатационных скважин и предназначены для получения эмпирических зависимостей изменения силы тяжести от объемов отбора газа и продвижения подошвенных вод. Режимные пункты расположены в зонах отсутствия скважин и обеспечивают контроль за разработкой и обводнением периферийных участков месторождения [6].

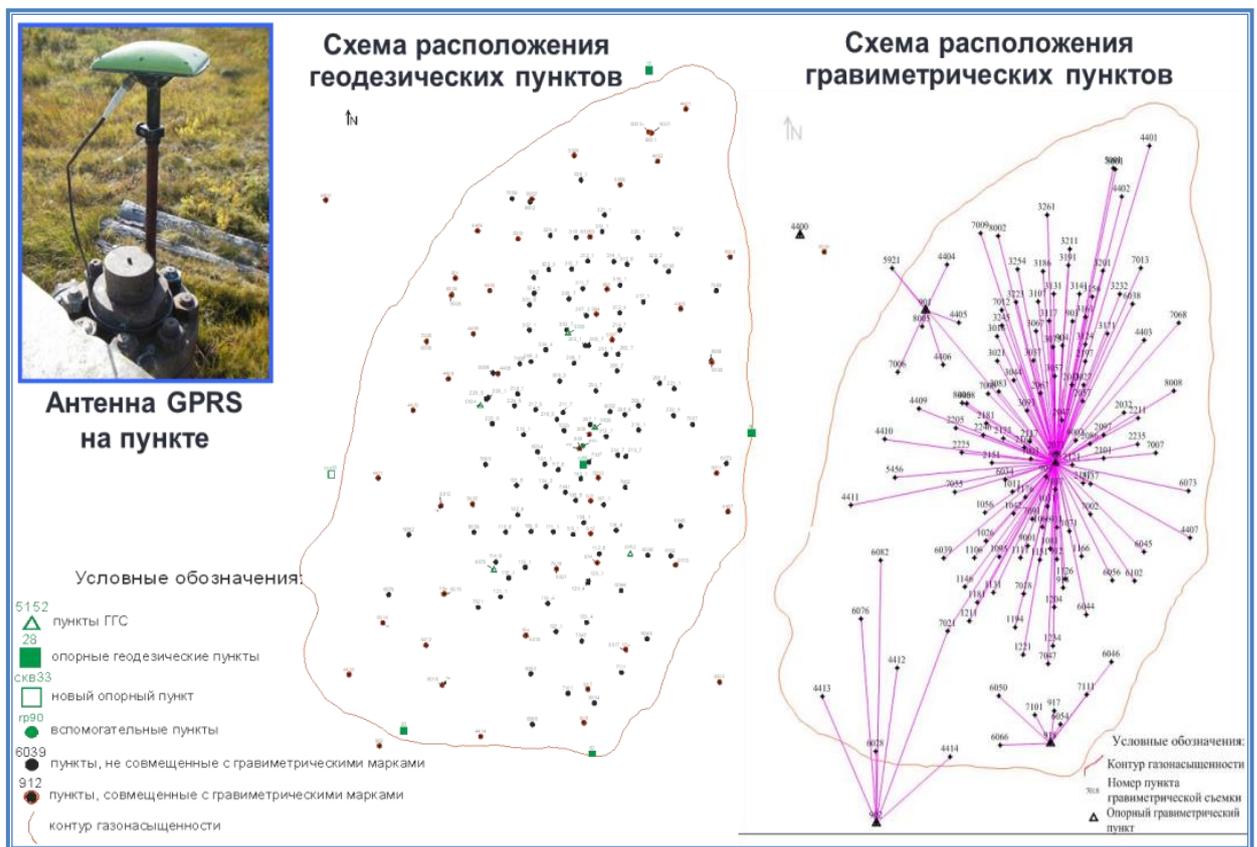


Рис. 5. Схема гравиметрического и геодезического полигона Заполярного НГКМ

Результаты гравиметрического мониторинга, проводимого с 2004 г., указывают на эффективность использования высокоточных гравиметрических наблюдений для контроля разработки залежи и уровня подъема ГВК на газовых месторождениях. Применимость гравиметрии для решения задачи подъема ГВК определяется существенной разницей между плотностями минерализованной воды и газа, что находит

отражение в вариациях гравитационного поля даже при незначительных (до 1 м) подъемах ГВК. Планируется данную методику использовать и при разработке месторождения Каменномысское-море. К сожалению, этой технологии недостаточно для полноценного контроля природной и природно-техногенной дегазации недр. Однако заполнить эту нишу вполне возможно, и работа по разработке и внедрению инновационных технологий в этом направлении уже планируется. В частности, предусматривается установка специальной сети донных сейсмоприемников для применения специально разработанной технологии сейсмического мониторинга 4D в условиях реального времени.

Коснёмся некоторых проблем, связанных с космической погодой и космическими технологиями, о чём упоминалось выше. Космическую погоду определяет активность Солнца и посылаемый им в сторону Земли солнечный ветер. Наиболее ярко все связанные с этим эффекты проявляются в зоне полярных сияний (в авроральном овале) [7]. При этом их максимум в ЯНАО приходится как раз на северную часть Ямала и Гыдана. Индуцируемый при этом в ионосфере ток достигает одного миллиона ампер! А это и потенциальные сбои в работе автоматики, и нарушение радиосвязи, и проблемы с линиями электропередач. Такие эффекты необходимо предупреждать, что требует контроля космической погоды. Она влияет и на проблему прецизионной навигации при наклонно-направленном бурении стволов скважин на Крайнем Севере, когда необходимо попасть в заданную точку залежи с высокой точностью. Инерционные системы навигации для этого не эффективны – слишком грубые. Поэтому в Норвегии, вблизи каждой морской добывающей платформы стоит магнитометр, а у нас на всё ЯНАО их только 3 (см. рис. 6).

Скоро, видимо, у нас возникнут проблемы, связанные с навигационной аппаратурой. Покупать её на западе (при санкциях), или иметь свою, но лучше чем у них? Институты РАН, связанные с космосом, могут в небольших количествах делать такую аппаратуру, и все необходимое для этого у них есть. Нужно лишь вовремя организовать эту работу!

К сожалению, ограниченность статьи не позволяет даже бегло рассмотреть проблемы миграции газа по заколонному пространству стволов скважин и по слоям вечной мерзлоты. А это так же одна из очень серьезных задач, которая не имеет однозначного решения и требует проведения специальных исследований с привлечением институтов РАН, изучающих геологическое строение, нефтегазоносность и

геоэкологические вопросы в комплексе с аэрокосмическими исследованиями и новейшими технологиями [8, 9, 10].



Рис. 6. Схема контроля космической погоды на Ямале

Впереди предстоит большой объем работ по практической реализации направлений, рассмотренных в данной работе и жестко связанных как с геоэкологией, так и с устойчивым развитием Газовой отрасли страны.

ЛИТЕРАТУРА

1. Арно О.Б. Инновационные решения – ключ к освоению заполярных месторождений Ямбурга // Промышленная политика в Российской Федерации. 2016. № 10–12. С. 10–15.
2. Арно О.Б. Техничко-технологические решения и инновации на разных стадиях жизненного цикла месторождений Ямбурга // Научный журнал Российского газового общества. 2015. № 2–3. С. 3–10.
3. Bogoyavlensky V. Gas Blowouts on the Yamal and Gydan Peninsulas // GeoExPro. October 2015. P. 74–78.
4. Арабский А.К., Арно О.Б., Балтабаев Ш.Г. и др. Технология управления рисками аварийных ситуаций на объектах добычи и транспорта газа Ямбургского НГКМ,

связанных с воздействием сил морозного пучения на свайные фундаменты // Проблемы анализа риска (экологический номер). 2017. № 2. Том 14. С. 84–91.

5. Патент РФ № 2602538. МПК E02D27/35, (2006.01). Способ снижения воздействия сил морозного пучения и повышения устойчивости свайных фундаментов в криолитозоне / *О.Б. Арно, А.К. Арабский, Ш.Г. Балтабаев и др.* Заявитель и патентообладатель ООО «Газпром добыча Ямбург». Опубл. 20.11.2016, Бюл. № 32.

6. Патент РФ № 2307379. МПК G01V 7100 (2006.01). Способ мониторинга разработки газовых месторождений / *О.П. Андреев, С.К. Ахмедсафин, А.И. Райкевич и др.* Заявитель и патентообладатель ООО «Газпром добыча Ямбург». Опубл. 27.09.2007, Бюл. № 27.

7. *Салихов З.С., Арабский А.К., Кузнецов В.Д., Зайцев А.Н. и др.* Система контроля космической погоды для оценки технологических рисков на территории полуострова Ямал // Наука и техника в газовой промышленности. 2010. № 4. С. 39–47.

8. *Аветов Н.Р., Краснова Е.А., Якушев В.С.* Некоторые особенности приустьевых газопроявлений из интервала криолитозоны на территории Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Газовая промышленность. Территория Нефтегаз. 2017. № 8. С.44–47.

9. *Богоявленский В.И., Перекалин С.О., Бойчук В.М. и др.* Катастрофа на Кумжинском газоконденсатном месторождении: причины, результаты, пути устранения последствий. // Арктика: экология и экономика. 2017. № 1 (25). С. 30–44.

10. *Богоявленский В.И., Богоявленский И.В.* Природные и техногенные угрозы при поиске, разведке и разработке месторождений углеводородов в Арктике // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2018. № 2. С.60–70.