

КАТАСТРОФА НА КУМЖИНСКОМ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ: ПРИЧИНЫ, РЕЗУЛЬТАТЫ, ПУТИ УСТРАНЕНИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ

В. И. Богоявленский

ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН (Москва, Российская Федерация),
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина (Москва, Российская Федерация)

С. О. Перекалин

ООО Научно-производственная фирма «ГЕЛА» (Тверь, Российская Федерация)

В. М. Бойчук

ПГО «Архангельскгеология» (Архангельск, Российская Федерация)

И. В. Богоявленский, Т. Н. Каргина

ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН (Москва, Российская Федерация)

Рассмотрены особенности геологического строения Кумжинского газоконденсатного месторождения и причины возникновения аварийной ситуации в 1980 г., переросшей в катастрофу с тяжелыми последствиями для экосистемы Арктики. Показаны различные этапы и проанализированы результаты ликвидации выбросов газа и конденсата, включая взрыв ядерного заряда «Пирит», и высокая эффективность электромагнитного метода навигации стволов наклонных скважин на ствол аварийной скважины. На основе дистанционного зондирования из космоса доказано, что эмиссия углеводородов продолжается в настоящее время. Сделаны рекомендации по предотвращению подобных катастрофических ситуаций.

Ключевые слова: Кумжинское месторождение, катастрофа, выброс газа и конденсата, грифонообразование, техногенные залежи, атомный взрыв «Пирит», геоэкологический мониторинг, дистанционное зондирование из космоса, ликвидация аварии.

Статья поступила в редакцию 10 января 2017 г.

Светлой памяти академика Н. П. Лаверова
посвящается

*Мы живем в замечательное время,
когда человек становится геологической силой,
меняющей лик нашей планеты.*
Академик В. И. Вернадский (1863—1945)

Введение

Россия является одним из мировых лидеров в области ресурсов и запасов углеводородов (УВ), а также по объемам их добычи и экспорта. Этим мы обязаны особенностям геологического строения территории страны и широкомасштабным геолого-разведочным работам, проводившимся в советские времена. К сожалению, эти работы и разработка месторождений часто сопровождаются аварийными ситуациями, нередко приводящими к катастрофическим последствиям для экосистемы и гибели людей.

В широком спектре угроз функционированию объектов нефтегазодобывающих предприятий особую

опасность представляют неконтролируемые утечки и выбросы газа, газоконденсатной или нефтегазо-конденсатной смесей (ГКС и НГКС), особенно по заколонному пространству. На основе анализа имеющихся материалов авторы пришли к выводу, что «над многими месторождениями сформировались крупные техногенные залежи, угрожающие экосистемам осваиваемых регионов и экономической безопасности страны» [3—5; 13]. В связи с этим представляется необходимым: провести широкий ретроспективный анализ причин произошедших крупных аварийных и катастрофических ситуаций, неоднократно имевших место на территории СССР,

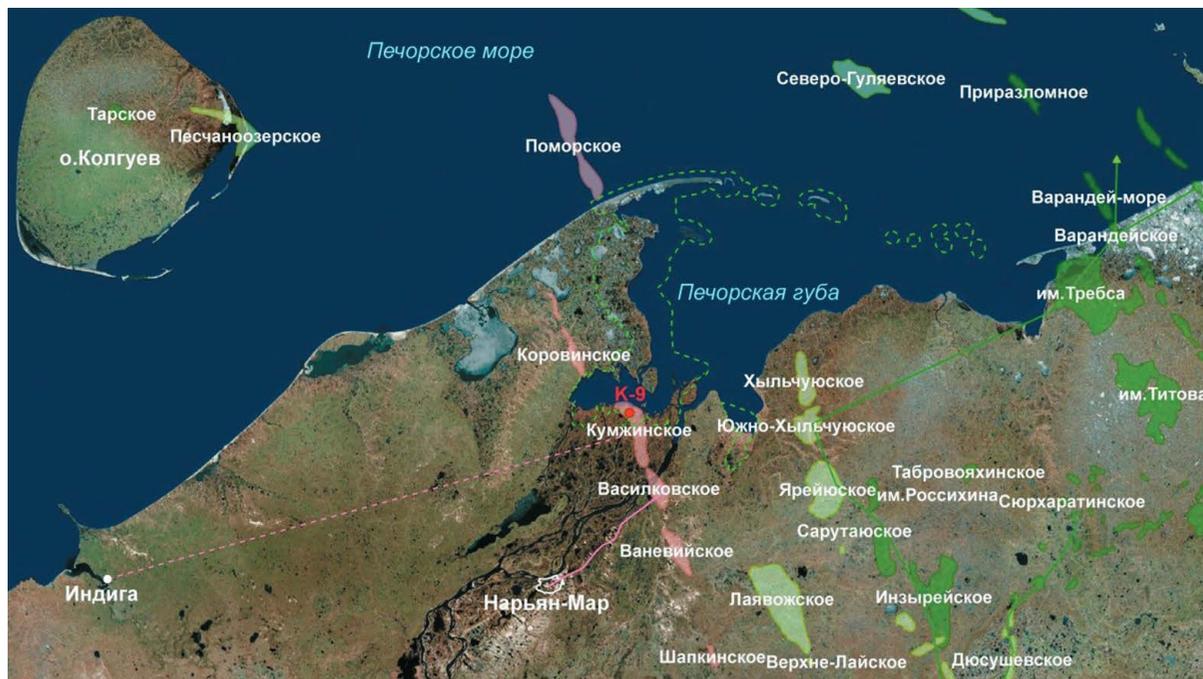


Рис. 1. Расположение Кумжинского газоконденсатного месторождения. Условные обозначения: зеленый и розовый цвета – нефтяные и газоконденсатные месторождения и трубопроводы, зеленый пунктир – заповедник и заказник. Картографическая основа – космоснимок ESRI

в том числе в Арктической зоне Российской Федерации (АЗРФ); проанализировать их последствия для экосистем; разработать и внедрить технологии выявления, мониторинга и снижения природных и техногенных угроз экосистеме при освоении месторождений УВ.

Большое внимание комплексной экологической и экономической безопасности России, в том числе перечисленным выше вопросам, уделял выдающийся ученый, организатор науки и государственный деятель академик Николай Павлович Лаверов [12; 13]. Мы продолжаем совместно начатые исследования и в данной работе анализируем причины, результаты и пути устранения последствий катастрофы на Кумжинском газоконденсатном месторождении (ГКМ), расположенном в АЗРФ.

Общая информация о Кумжинском ГКМ и топливно-энергетическом комплексе Ненецкого автономного округа

Кумжинское ГКМ открыто в 1974 г. в дельте реки Печоры, впадающей в Коровинскую и Печорскую губы Печорского моря (рис. 1). Его центр имеет координаты 68,16° с. ш., 53,835° в. д. и находится в 180 км севернее Полярного круга. В административном плане оно относится к Ненецкому автономному округу (НАО) и расположено в 65 км к северо-востоку от Нарьян-Мара. По данным местной администрации доля нефтегазовой отрасли превышает 95% общего объема промышленного производства округа.

Началом освоения НАО в промышленных масштабах можно считать 1988 г., когда за счет разработки Харьягинского месторождения добыча нефти в округе достигла 0,43 млн т. Часть нефти экспортируется через стационарный морской ледостойкий отгрузочный причал «Варандей», построенный ОАО «ЛУКОЙЛ» в Печорском море на глубине воды 17,3 м в 22 км от берегового комплекса. Всего в НАО открыто 90 в основном нефтяных месторождений, 71 из которых находится в распределенном фонде (39 разрабатываются) [12]. После достижения в 2009 г. рекордного уровня нефтедобычи 18,8 млн т последовали ее снижение до 13,3 млн т в 2013 г. и рост до 15,4 млн т в 2015 г., включая начавшуюся в 2013 г. добычу на Приразломном месторождении в Печорском море в 60 км от побережья НАО. Рубежи накопленной добычи нефти в 100 и 200 млн т в НАО достигнуты соответственно в марте 2008 г. и октябре 2014 г.

Юго-восточная часть контура газоносности Кумжинского ГКМ находится вблизи от северо-западной части контура Василковского ГКМ (открыто в 1969 г., разрабатывается с 1975 г.), на котором добывается 120—140 млн м³ газа в год для обеспечения Нарьян-Мара (население до 20 тыс. человек) и соседних поселков по магистральному газопроводу длиной 63 км, имеющему две линии, одна из которых резервная (см. рис. 1). Кроме того, добывается 4—6 тыс. т конденсата. Оператором добычи и транспортировки газа является ЗАО «Печорнефтегазпром». Попутный газ разрабатываемых нефтяных

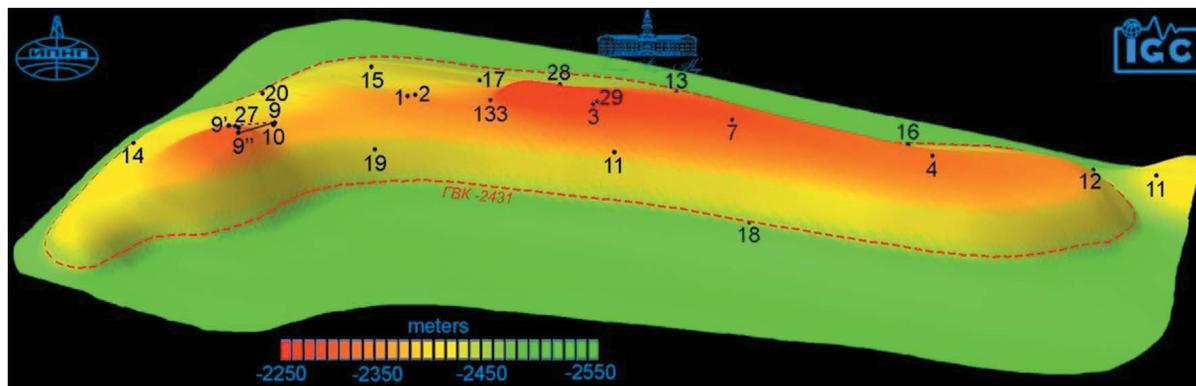


Рис. 2. Трехмерное изображение Кумжинского ГКМ по кровле продуктивного горизонта карбона

месторождений используется для нужд компаний и частично сжигается.

Крупнейшим по планируемым объемам инвестиций в топливно-энергетическом комплексе НАО является проект «Печора СПГ», предусматривающий добычу, сжижение и экспорт газа Кумжинского и Коровинского ГКМ.

Особенности геологического строения Кумжинского ГКМ

В геологическом плане Кумжинское ГКМ приурочено к крупной асимметричной брахиантиклинальной складке северо-западной ориентации на протяжении (свыше 180 км) Шапкино-Юрьяхинском валу в северной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Размеры структуры по продуктивному карбонатному комплексу верхне- и среднекаменноугольного возраста по замкнутой изогипсе газоводяного контакта (ГВК) -2431 м составляют около $26 \times 5,2$ км, площадь — $122,7$ км², а амплитуда — около 185 м (рис. 2). Восточное крыло складки пологое (до $1,5^\circ$), а западное — крутое (до 20°). Северная оконечность структуры находится в акваториальной части Коровинской губы. Продолговатая изогнутая форма Кумжинского ГКМ, видимо, повлияла на выбор названия: «кумжа» — крупная рыба семейства лососевых, которая водится в северных реках, включая Печору.

Месторождение открыто в сентябре 1974 г. поисковой скважиной № 1 (в дальнейшем для сокращения будем называть скважины Кумжинского ГКМ с использованием литеры «К») с забоем 3003 м в отложениях верхнего девона (фаменский ярус), пробуренной 16 марта — 7 сентября 1974 г. Нарьян-Марской нефтегазоразведочной экспедицией (НМ НГРЭ) Архангельского производственного геологического объединения (ПГО «Архангельскгеология») Мингео РСФСР.

В 1974—1987 гг. на месторождении пробурено 28 скважин: 21 поисково-разведочная (№ 1—21), 3 структурно-поисковые (№ 133, 134 и 135) и 4 специального назначения (№ 25, 26, 27 и 27-бис). Самая глубокая скважина К-8 (забой 4505 м), вскрывшая

отложения силура, пробурена в период с 2 февраля 1979 г. по 1 июля 1981 г. Для облегчения логистики и подготовки буровых площадок большая часть скважин располагалась на берегах рукавов (проток) Печоры.

Основная газоконденсатная залежь массивного типа, приуроченная к карбонатным органогенно-детритовым отложениям среднего и верхнего карбона (см. рис. 2), содержит около 97% общих запасов газа. Кроме того, газоносны три пермских карбонатных и один нижнетриасовый терригенные горизонты с малоамплитудными (5—20 м) залежами. Залежи УВ расположены на глубинах 1480—2450 м (ГВК от -1504 до -2431 м). По данным Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых в 1980 г. учтены запасы категорий $C_{1,2}$ в размере 104,5 млрд м³ газа и около 5,5 млн т конденсата (извлекаемые — около 4 млн т). Газ основной залежи содержит 89,5—91,2% метана, 1,5—1,7% этана, 0,51—0,75% пропана, 3,5—5,2% азота, 2,7—3,5% углекислого газа, до 0,1% сероводорода. Содержание конденсата — 52 г/м³, а его плотность — 0,72 г/см³. Дебиты газа достигали в скважине К-16 — 1,25 млн м³/сут (штуцер 22 мм), в скважине К-12 — 1,58 млн м³/сут (штуцер 32 мм). В скважине К-134 (пробурена 27.05.75—18.10.76, забой 1900 м в нижней перми) из терригенных отложений пермо-триаса получен незначительный приток нефти (0,2 т/сут). В залежах существуют anomalously высокие пластовые давления (АВПД), превышающие гидростатические на 16—21%.

При поисково-разведочном бурении на Кумжинском ГКМ неоднократно возникали различные аварийные ситуации, в том числе выброс ГКС 10 ноября 1979 г. из скважины К-13 (см. рис. 2), на ликвидацию которого потребовалось семь дней [18, с. 324]. В ноябре 1980 г. в северной части месторождения произошло одно из самых драматических событий в истории освоения ресурсов УВ Арктики — мощный неконтролируемый выброс ГКС по заколонному и межколонному пространствам (ЭКП и МКП) скважины К-9, продолжавшийся шесть с половиной лет (2362 суток). Последствия

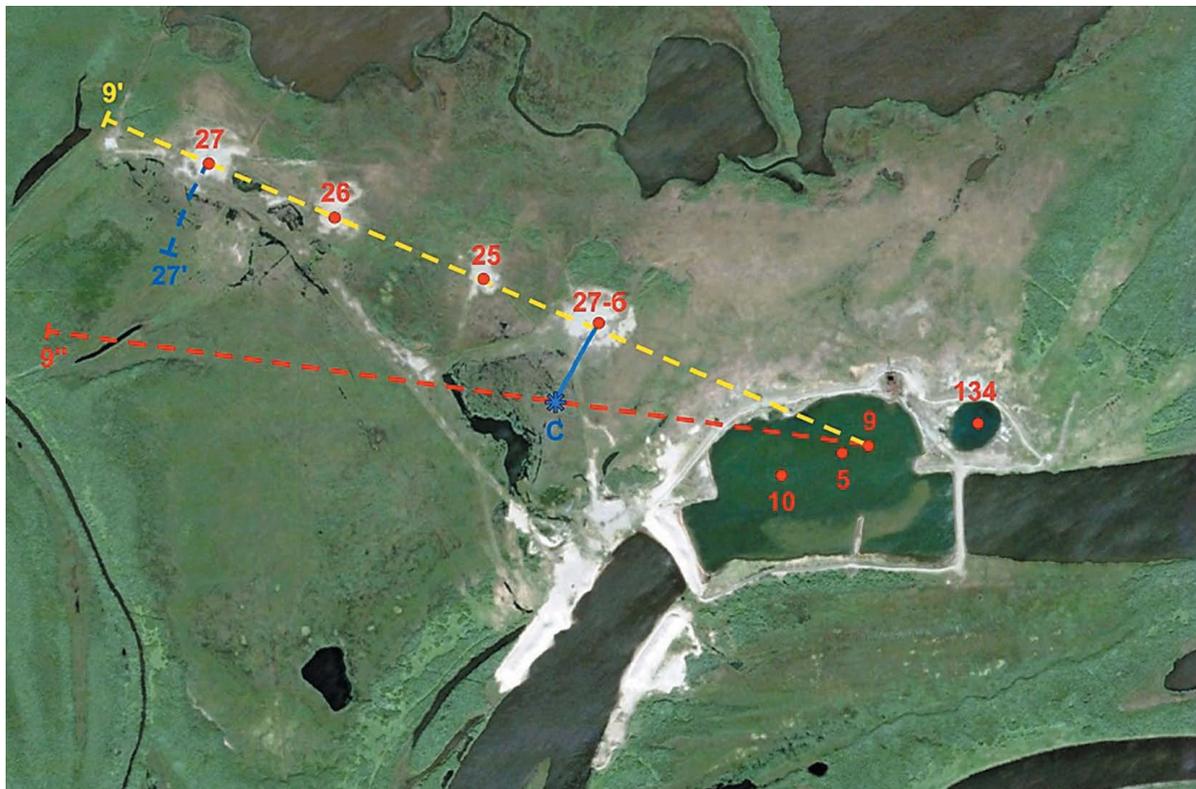


Рис. 3. Космоснимок WorldView-2 аварийной площади на Кумжинском ГКМ (23 июня 2011 г.). Условные обозначения: красные точки – положения устьев скважин, желтый и красный пунктир – предполагаемое и фактическое положения проекций ствола скважины К-9 на поверхность земли, синяя линия – стыковочный ствол скважины К-27-бис, С – точка стыковки стволов К-27-бис и К-9

экологической катастрофы до сих пор не преодолены, эмиссия УВ продолжается в настоящее время и идет уже 36 лет.

Северная часть Кумжинского ГКМ отнесена к территории Государственного заповедника «Ненецкий» (см. рис. 1), созданного по постановлению Правительства РФ в 1997 г. Это накладывает особые требования к экологической безопасности его разработки. Кроме того, в 2007 г. постановлением Администрации Архангельской области был создан природный заказник регионального значения «Нижнепечорский».

Хронология возникновения и преодоления катастрофы

Для вскрытия северного сводового поднятия Кумжинского ГКМ (см. рис. 2), расположенного под заболоченной местностью, НМ НГРЭ было принято решение пробурить наклонно-направленную разведочную скважину К-9 из устья, расположенного на возвышенности левого берега протоки Малый Гусинец (рукав Печоры) на удалении 3 км от Коровинской губы. Рядом с ней на берегу расположены пробуренные в 1975—1979 гг. скважины К-5 и К-10 с одной стороны (удалены от К-9 соответственно на 50 и 150 м) и К-134 — с другой (180 м) (рис. 3). Бурение скважины К-9

началось 26 сентября 1978 г. и завершилось 1 июля 1980 г. с забоем 2859 м (согласно инклинометрии последняя точка замера 2815 м) в отложениях нижнего карбона. По данным инклинометрии вертикальная глубина составила 2456,6 м, горизонтальное отклонение в северо-западном направлении — 1228,6 м. Максимальный зенитный угол ствола скважины (39°) зафиксирован на глубине 1660 м. На рис. 2 и 3 для скважины К-9 показаны положения ее устья (9), а также предполагаемых и фактических положений забоя (9' и 9'') и проекций стволов на горизонтальную плоскость.

В предпраздничный день 6 ноября 1980 г. в скважине К-9 провели перфорацию в призабойной зоне, после чего спустили колонну насосно-компрессорных труб (НКТ) на глубину 2678 м. Во время первого испытания со штуцером (диафрагмой) 19,5 мм был получен мощный фонтан ГКС дебитом 807 тыс. м³/сут. При этом была нарушена «Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин» (утверждена Мингазпромом СССР 14 июня 1979 г.), требующая проводить испытания первоначально со штуцерами малого диаметра, постепенно увеличивая их размер [11, с. 8]. 27 ноября было выявлено давление в МКП кондуктора диаметром 324 мм, спущенного до глубины 157 м, и обсадных труб диаметрами 245

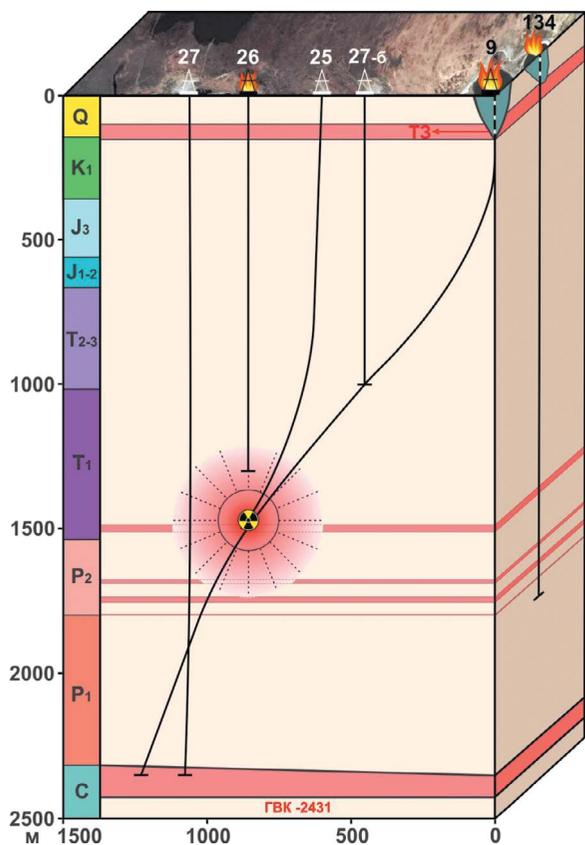


Рис. 4. Схема расположения основных стволов скважин на аварийной площадке и зоны взрыва ядерного заряда «Пирит»

и 140 мм. Закачивание раствора хлористого кальция показало негерметичности эксплуатационной колонны в интервале 39—310 м, возможно, связанные с повышенным износом труб при бурении сильнонаклоненного ствола скважины и с многочисленными спускоподъемными операциями. Кроме того, произошел обрыв НКТ на глубине 310 м. 28 ноября приоткрыли межколонную задвижку и стали стравливать из МКП газ дебитом до 400 тыс. м³/сут, который подожгли, а через несколько часов пришлось сбрасывать горящую ГКС через все три отвода. При этом около устья К-9 началось грифообразование с фонтанированием из ЗКП газоконденсата, хлористого кальция, грязи и цемента. Пришлось вызвать по рации горноспасателей из Северного (Ухтинского) военного подразделения отряда (СВО), которые прибыли 29 ноября. По разным данным общий аварийный дебит газа был оценен в 1,5—2,6 млн м³/сут. В частности, в [18, с. 325] отмечается, что он был более 2 млн м³/сут. С учетом среднего содержания в газе конденсата 52 г/м³ выброс конденсата составлял 78—135 т/сут, наиболее вероятно — свыше 100 т/сут, или 140 м³/сут.

3—5 декабря около соседних скважин К-5 и К-134, а затем и около устья скважины К-10, образовались грифоны, которые, несмотря на проводившиеся

в декабре и январе работы, становились все мощнее. В период 20—24 декабря пришлось заниматься тушением самовоспламенившегося грифона около скважины К-5. Из-за начавшегося сильного проседания буровой площадки К-9 пришлось убрать агрегат для ремонта скважин А-50, цементировочный агрегат ЦА-320 и другое оборудование. 12 января 1981 г. около скважины К-10 за счет слияния нескольких грифонов образовался единый мощный грифон. Длительные и сложные работы в январе-мае на скважине К-9 по подъему НКТ, натаскиванию обвязки двух превенторов и крестовин с задвижками не увенчались успехом. Поверхность воды, побережье протоки Малый Гусинец, Коровинской и Печорской губ были загрязнены жидкими УВ, при этом сильно пострадала ихтиофауна.

Для остановки фонтанирующего газа на уровне ЦК КПСС и Совета Министров СССР было принято решение о применении подземного взрыва ядерного заряда «Пирит» в специальной наклонной скважине К-25 с забоем 1530 м. До 1981 г. атомные взрывы применялись для гашения фонтанов четырежды: три раза успешно (на скважинах Урта-Булак-11 в Узбекистане в 1966 г., Памук-2 в 1968 г. и Майское-14 в Туркмении в 1972 г.) и один раз неудачно (Западно-Крестиченское ГКМ на Украине в 1972 г.).

Бурение скважины К-25 началось в 600 м к северо-западу от устья скважины К-9 в первой половине марта 1981 г., при этом ее устье разместили над расчетным положением ствола К-9 (см. рис. 3, желтый пунктир). 25 мая 1981 г. в глинистых отложениях чаркабожской свиты нижнего триаса (покрышка пермо-триасовых залежей) на глубине 1470 м от поверхности земли (1510 м по стволу скважины) был взорван ядерный заряд «Пирит» мощностью 37,6 кт — пятый атомный взрыв для гашения газовых факелов. По данным радиационных исследований, выход радионуклидов на поверхность земли после взрыва и в дальнейшем не наблюдался. По обнаруженной информации ЗАО «СН Инвест» (Группа АЛЛТЕК) [16], базирующейся на математическом моделировании [1], взрыв сформировал подземную полость радиусом 35 м, зоны дробления радиусом 105 м и трещинообразования радиусом 261 м (изображены с сохранением масштаба на рис. 4). Кроме того, произошло обрушение столба породы высотой 182 м.

В результате атомного взрыва фонтанирование ГКС около устья К-9 приостановилось, пожар по газу и грифообразование около скважин К-5, К-10 и К-134 сократилось. Однако на следующий день газ вновь стал выходить на поверхность земли, формируя грифоны около скважин. Стало ясно, что атомный взрыв не решил поставленную задачу.

Атомный взрыв вызвал значительное техногенное землетрясение магнитудой около 5,4, зарегистрированное многими сейсмостанциями мира. Известно,

что землетрясения приводят к активизации ранее пассивных разломов и систем субвертикальных трещин, в результате чего увеличивается активность вертикальной миграции газа и его выделения в виде сипов [3, с. 119, 136]. Например, 11—12 сентября 1927 г. во время сильного землетрясения в Крыму в Черном море происходили мощные выбросы и самовозгорания газа, формировавшие стены огня до 2—3 км шириной и 500 м в высоту [3, с. 136]. В связи с этим можно полагать, что произошедший атомный взрыв способствовал возникновению новых каналов миграции газа, формированию и подпитке в верхней части разреза (мел-четвертичные отложения) техногенных залежей ГКС (см. рис. 4 — ТЗ), росту в них АВПД и появлению сипов на значительных удалениях от аварийной площади.

Для ограничения попадания УВ в реку вокруг зоны проседания в июне 1981 г. начался завоз песчано-гравийной смеси (ПГС) для дамбы вокруг грифонообразующих скважин. Строительство дамбы оказалось крайне трудоемким, так как ПГС возилась баржами Печорского речного пароходства из района города Печора, удаленного от аварийной площади на расстояние 760 км. Был организован «челночный режим», при котором буксиры доставляли по две тысячетонные баржи, которые разгружались плавкраном-грейфером. ПГС отсыпалась на дамбу самосвалами и бульдозерами. Протока Малый Гусинец шириной около 120 м была перекрыта двумя плотинами, расположенными выше и ниже по течению относительно аварийной площади (см. рис. 3). Кроме того, по всему периметру аварийной площади с максимальными размерами 595—310 м отсыпана дамба, высота которой меняется от 1—2 до 4—6 м. Нижняя (северная) плотина достигает в высоту 3 м, а верхняя (южная) — 4—6 м. Ширина верхней плотины меняется от 30 до 50 м. Площадь территории, ограниченной дамбой, по внешнему контуру составляет 120 тыс. м², а замкнутых водоемов над большими и малым кратерами — около 77 и 4 тыс. м². Во время половодья площадь большого водоема может увеличиваться до 88 тыс. м². Дамба почти полностью прекратила попадание УВ в Коровинскую и Печорскую губы, если не считать возможные обособленные выходы из техногенной залежи за пределами дамбы.

Для борьбы с фонтанированием скважины К-9 было решено возобновить работы в ее стволе. Для этого провели засыпку ПГС на просевшей во время грифонообразования площадке около устья и установили 45-метровую буровую вышку. Попытки извлечь НКТ не увенчались успехом. В августе 1981 г. для ликвидации вновь образующегося кратера вокруг скважины К-9 было засыпано около 6 тыс. м³ ПГС, однако в октябре началось новое грифонообразование, и засыпку ПГС пришлось повторить. 31 октября во избежание обрушения наклонившейся в сторону грифонов обледевшей вышки ее завалили в противоположную от

грифонов сторону, однако продолжавшийся рост размера кратера привел к проседанию основания вышки и ее опрокидыванию 6 ноября в кратер, при этом произошло самовозгорание газа [6; 20]. «Обсадные колонны и НКТ до глубины 157 м были выброшены потоком газа из скважины. На месте бывшей буровой установки сформировался мощный конический кратер диаметром более 120 м и глубиной не менее 157 м» [6, с. 41]. 7—13 ноября после безрезультатных попыток тушения пожара около разрушенного устья К-9 оставшееся оборудование и персонал были эвакуированы из опасной зоны.

В августе 1981 г. на заболоченной местности тундры над расчетным положением ствола началась засыпка более 100 тыс. м³ ПГС на дороги и под буровые площадки для новых скважин К-26 и К-27, на которых в феврале 1982 г. смонтировали буровые вышки [18, с. 331]. Устье скважины К-26, предназначенной для проникновения в зону атомного взрыва, расположили в 843 м от К-9 непосредственно над эпицентром взрыва (см. рис. 3 и 4). При бурении под кондуктор на скважине К-26 с глубины около 100 м произошли выброс и воспламенение газа, видимо, выходящего из техногенной залежи. Факел высотой 20 м горел пять часов, при этом во избежание обрушения буровой вышки на дизельный и насосный блоки пришлось ее завалить [18]. Для дегазации пласта пробурили несколько неглубоких скважин. Скважину К-26 пробурили до 1300 м и обсадили до глубины 1200 м колонной диаметром 168 мм, однако в дальнейшем не использовали в связи со сложностью и опасностью работы в районе эпицентра атомного взрыва.

В летнее время 1982—1983 гг. вдоль рукавов Печоры и в Коровинской губе на удалениях до 3 км от скважины К-9 наблюдались сипы газа, свидетельствующие о формировании техногенных залежей площадью более 30 км².

Скважина К-27 предназначалась для бурения веера поисковых стволов в плоскости, перпендикулярной азимуту предполагаемого положения ствола скважины К-9 (см. рис. 3, желтый пункт). Ее устье удалено от К-9 на 1060 м, а первоначальный забой 1856 м был достигнут 9 сентября 1982 г. В 1982—1985 гг. грифонообразования и горение газа около устья К-9 продолжались (рис. 5), а на аварийной площадке испытывались различные технологии обнаружения положения аварийного ствола наклонной скважины К-9 и наведения стволов скважины К-27. К работам привлекались специалисты более десяти различных организаций и институтов Мингео СССР и Мингео РСФСР: ПГО «Севзапгеология», НПО «Нефтегеофизика», ПГО «Архангельскгеология», ПГО «Союзпрогеофизика», Институт геофизики УНЦ АН СССР, ЦОМЭГИС, ВНИИЯГГ, ВНИИГАЗ, АО ВНИГНИ, ВНИГИК, ЦНИГРИ (Центральный научно-исследовательский геологоразведочный



Рис. 5. Горящий факел над затопленным кратером около устья скважины К-9 (фото В. М. Бойчука, зима 1983 г.)

институт цветных и благородных металлов) и др. В скважине К-27 был выполнен полный комплекс геофизических исследований, в том числе вертикальное сейсмопрофилирование и запись микросейсмических колебаний, возникающих при движении газа вдоль ствола К-9 (шумометрия). В зимнее время 1983 г. проводилась 3D сейсморазведка в режиме шумометрии. При этом сейсмоприемники были размещены по площадной системе наблюдений в 2 км² на протяжении 2 км вдоль предполагаемого положения ствола (см. рис. 3) и в каждую сторону по 0,5 км. Регистрация колебаний осуществлялась в режиме «полной тишины», при котором выключались все энергетические установки и останавливалось любое движение в районе работ. Однако все испытанные технологии давали различные нестабильные противоречивые показания (в том числе отсутствие ствола К-9 в зоне исследований по данным ЦНИГРИ) и продемонстрировали свою низкую эффективность.

В связи с тем, что ствол К-9 не был обнаружен летом 1983 г., 21 октября заместитель министра геологии СССР Р. А. Сумбатов принял решение заглушить скважину К-9 заводнением продуктивного пласта около забоя К-9. Для этого 6-й ствол скважины К-27 был добурен до глубины 2382 м (см. рис. 3 — 27'), после чего в нем произвели гидродескоструйную перфорацию на глубине 2380,4 м и гидроразрыв пласта (ГРП) с целью установления гидродинамической связи с зоной перфорации ствола скважины К-9. Необходимые для ГРП пять насосных агрегатов марки 4АН-700 (давление до 700 атм) собрали из других экспедиций ПГО «Архангельскгеология». В процессе ГРП давление нагнетаемой воды было задано с запасом на 100 атм выше необходимого. Закачивание 44 тыс. м³ воды показало наличие гидродинамической связи со скважиной К-9, но

оно практически не повлияло на действие грифонов. В период с 25 июля по 20 октября 1984 г. были проведены повторные ГРП в соседних интервалах с закачиванием 52 тыс. м³ воды, не заглушившие фонтанирование. В 1985—1986 гг. из скважины К-27 бурились новые стволы (7-й, 8-й и ответвление от 8-го) и проводились геофизические работы, не давшие принципиально новых положительных результатов.

В начале 1985 г. силами военизированных частей Украинского нефтегазоносного района Мингео УССР (Полтава) и ПГО «Ухтанефтегазгеология» Мингео РСФСР были возобновлены работы около скважины К-9. На специально построенном из труб крупного диаметра понтоне

смонтировали плавучую буровую установку с вышкой высотой 41 м (рис. 6 и 7), а в отсеченном русле протоки Малый Гусинец построили причал (рис. 8). С понтона проводился поиск ствола скважины К-9, оказавшийся безрезультатным, что подтвердило вывод о полном разрушении его верхней части [6, с. 41]. Также проводился подъем выброшенных труб, который остановили из-за постоянных обрывов якорных тросов [6, с. 169]. На рис. 6 справа на заднем плане видны буровые вышки на скважинах К-26 и К-27.

По рекомендациям ЦНИГРИ 3 сентября 1986 г. началось бурение скважины К-27-бис, устье которой расположили на близком расстоянии от К-9 (451 м). Очевидно, что поиск ствола скважины К-9 на меньших удалениях от ее устья заведомо проще, чем на больших удалениях, на которых ошибки инклинометрии могут достигать значительных величин за счет эффекта их накапливания. При этом была поставлена задача обнаружения ствола К-9 на относительно небольшой глубине около 1000 м.

Работы по навигации стволов скважин проводились с помощью электромагнитного метода с аппаратурой поиска ствола АПС-1, разработанной в ЦНИГРИ и НПО «Сибцветметавтоматика» под руководством В. И. Векслера [6; 8—10]. Метод основан на возбуждении переменного тока вдоль металлической колонны труб в аварийном стволе и регистрации в наводимом стволе вектора аномального переменного магнитного поля этого тока. Точность определения положения аварийного ствола данным методом растет по мере приближения поискового ствола к аварийному. До 29 марта 1987 г. было пробурено семь стволов (точнее, пять стволов и два ответвления). Все стволы располагались в одной вертикальной плоскости, перпендикулярной азимуту наклонной скважины К-9.

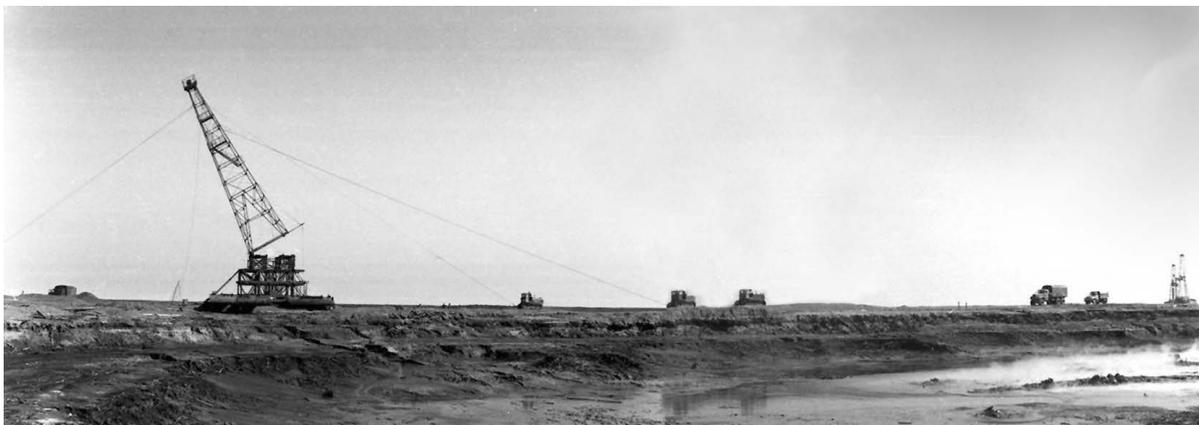


Рис. 6. Монтаж буровой вышки на понтоне на краю гигантского провала земли и рукотворного грязевого озера с выходами газа (панорамное фото В. М. Бойчука, 1985 г.)



Рис. 7. Вид техногенного озера в районе аварийных скважин Кумжинского ГКМ с края южной плотины (панорамное фото А. Ю. Книжникова, 22 августа 2008 г.)

В ходе работ благодаря электромагнитному методу аварийный ствол К-9 обнаружили на рекордном расстоянии более 100 м от первого ствола скважины К-27-бис. С помощью АПС-1 последний (седьмой) ствол К-27-бис вывели 29 марта на прямой контакт со стволом К-9 на глубине 1003 м (синяя линия на рис. 3, С — точка стыковки стволов). В результате выявились значительные азимутальные отклонения ствола скважины К-9 от проектного (около 20°), что связано, видимо, с неправильным учетом магнитного склонения (человеческий фактор). Фактическая ориентация осредненного положения ствола К-9 соответствует азимуту 272°. В связи с этим на глубине 1000 м ствол скважины К-9 (красный пунктир



Рис. 8. Техногенное озеро в районе аварийных скважин Кумжинского ГКМ и буровая вышка на понтоне (фотография из вертолета [20])

на рис. 3) оказался южнее предполагаемого на 120 м, а в районе подземного взрыва — примерно на 200 м. Это сыграло роковую роль в длительном процессе ликвидации аварии и в неправильном выборе места заложения ядерного заряда, который не привел к разрушению или смятию ствола скважины К-9 (радиус до 45—50 м), а создал в окоскважинном пространстве зону техногенных трещин (радиус



Рис. 9. Части труб обсадных колонн и НКТ аварийной скважины К-9 (раритетная фотография предоставлена В. И. Векслером)

от 105—114 до 218—261 м). Появление этих трещин активизировало миграцию ГКС в вертикальном направлении и расширило зоны распространения техногенных залежей и выхода ГКС на поверхность земли и в водную толщу.

Последний ствол скважины К-27-бис полностью обсадили колонной до ствола К-9, после чего 16 мая торцевым фрезом за три часа были разрезаны три трубы скважины К-9: обсадные колонны диаметром 245 и 140 мм и НКТ диаметром 60,3 мм. На рис. 9 приведена раритетная фотография частей обсадных колонн и НКТ, вынесенных на поверхность промывочной жидкостью вместе со шламом. 17—18 мая ствол скважины К-9 был зацементирован до устья (точнее, до верхней части сохранившихся обсадных колонн), и выброс газа был устранен ([6, с. 53]. В 1987 г. после гашения нескольких фонтанов, в том числе фонтанов на скважине К-9, метод электромагнитного наведения и прямая стыковка стволов получили всеобщее признание.

Отметим, что впервые электромагнитный метод наведения скважины, разработанный в ЦНИГРИ коллективом В. И. Векслера (аппаратура САФИ-3а), был успешно применен в 1966 г. при ликвидации аварийного фонтана на скважине Урта-Булак-11 в Узбекистане [10, с. 145—147]. В 1985 г. была выпущена малая серия усовершенствованной аппаратуры поиска ствола АПС-1, а в 1991 г. было создано ТОО «ГеЛА» («Геофизика и ликвидация аварий»), успешно работающее в настоящее время при ликвидации тяжелых случаев аварийного

фонтанирования скважин, сопровождающегося повреждением обсадных стволов скважин на глубине, прихватами бурильного инструмента в скважине, формированием техногенных залежей и кратеров, когда невозможно осуществить глушение фонтана с поверхности земли. Примерами успешных ликвидаций неконтролируемых фонтанов с применением АПС-1 являются скважины: Ятым-Таг-4 в Афганистане в 1970 г., Харасавэй-55 на полуострове Ямал и Матвеевская-10 в Полтаве в 1987 г., Карачаганак-427 в Казахстане в 1990 г., Усть-Томи-25 на острове Сахалин в 1994 г., Карашурская-111 в Удмуртии в 1996 г., Дмитровская-6 в Дагестане и Ванкорская-2 в Красноярском крае в 1992 г., Кирюшинская-6 в Бугуруслане в 2010 г., Анастасиевско-Троицкие-464, 249, 1897 в Краснодарском крае в 2009, 2013 и 2014 гг. и др.

Современное состояние района катастрофы

Следствием катастрофы и применения атомного взрыва стали проседание и затопление речной водой поверхности земли площадью около 50 тыс. м², формирование трех крупных кратеров с грифонами газа и конденсата: объединенного из двух жерл вокруг скважин К-9 и К-5, объединенного из двух жерл около скважины К-10 и обособленного около скважины К-134. На рис. 10 приведена трехмерная геоморфологическая модель дна и поверхности земли в районе аварийной площади, построенная нами в пакете ArcGIS. Условный «нулевой уровень» соответствует поверхности воды в водоеме внутри дамбы и задан по космоснимку WorldView-2 (см. рис. 3), сделанному 23 июня 2011 г. Он примерно на 1 м выше уровня моря. Для отображения рельефа дна использованы результаты эхолотирования 4—8 августа 2004 г., проведенного сотрудниками ВНИГРИ [19]. При этом максимальные глубины воды в рукотворном озере 14,5 и 11,5 м обнаружены около устьев скважин К-9 и К-10.

При визуальном дешифрировании космоснимка (см. рис. 3) под водой техногенного озера южнее и юго-восточнее кратеров наблюдается продолговатая отмель на их краях, которая не наблюдалась при эхолотировании (см. рис. 10). Эта отмель, видимо, сформировалась в период 2004—2011 гг. из наносов грунта, выброшенного мощными грифонами (размытые брустверы). На фотографии (см. рис. 8) над отмелью и над кратером около скважины К-9 и К-5 наблюдаются аномальные зоны, возможно, обусловленные эмиссией ГКС и НГКС.

По данным геоэкологических исследований ВНИГРИ в 2000 г. в пределах аварийной площади из основного кратера выделялся газ объемом до 56 м³/сут. В воздухе в районе кратеров выявлены 44-кратные превышения предельно допустимых концентраций (ПДК) по содержанию сероводорода. В результате «...в 2002 г. масса нефтяных УВ в донных осадках составляла более 16 т, в придонном горизонте гелеобразной взвеси — более 14 т. Среднее

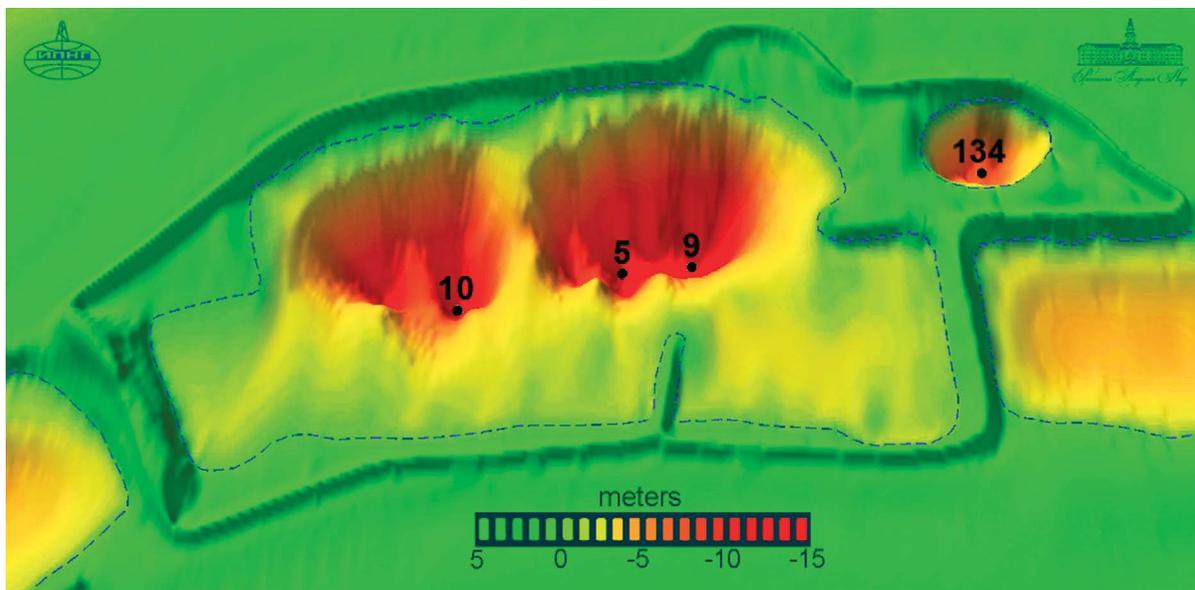


Рис. 10. Трехмерная геоморфологическая модель дна и поверхности земли в районе аварийной площади на Кумжинском ГКМ. Условные обозначения: черные точки – положение устьевых частей разрушенных стволов скважин, синие пунктирные линии – границы водоемов

содержание УВ в поверхностных водах грифона летом 2003 г. сохранилось на уровне лета 2002 г. — 8,3 и 8,9 мг/л, что в 165 и 180 раз превышает ПДК» [1, с. 23]. При исследованиях загрязнений почвы в районе катастрофы, проведенных в 2011 и 2013 гг. Институтом географии РАН [14; 15], в ряде мест вокруг буровых площадок и внутри контура дамбы в аллювиальных почвах выявлены высокие концентрации УВ до 27 г/кг, что превышает ПДК (50 мг/кг) в 540 раз, а также повышенное содержание металлов (меди, никеля и др.). По наблюдениям А. Н. Никоновой два крупных грифона около скважин К-10 и К-134 функционировали в 2011 и 2013 гг.: «в близости от уреза воды поверхность почвы покрыта битуминозными пленками, из протоки поднимаются пузыри газа» [14; 15].

Многие эксперты, включая авторов данной статьи, признают, что из-за возможного нового мощного выброса смеси УВ Кумжинского ГКМ на поверхность для сохранения хрупкой экосистемы региона нужно снизить пластовое давление в залежах путем добычи УВ с соблюдением максимальных предосторожностей. Это предполагается реализовать в рамках проекта «Печора СПГ» ЗАО (позднее АО) «СН Инвест», получившего 24 декабря 2007 г. лицензию НРМ 00671 на разработку данного ГКМ (в 2009 г. лицензия была переоформлена на НРМ 14645 НР). Исследования, проведенные в 2008 и 2011 гг. ФГУП «ВНИПИпромтехнология» по заказу «СН Инвест», доказали нормальную радиационную обстановку в районе аварийных скважин.

По плану «СН Инвест» добыча на Кумжинском ГКМ может достигнуть 5 млрд м³/год, для чего потребуются пробурить 23 эксплуатационные скважины

(8 кустов). Газ планируется поставлять по специально построенному 230-километровому трубопроводу диаметром 720 мм до незамерзающего порта Индига на побережье Печорского моря, где будет построен завод по производству сжиженного природного газа производительностью 2,6 млн т/год (4 млрд м³). Возможно увеличение мощности производства в два раза.

Для реализации планов «СН Инвест» в 2009—2010 гг. на Кумжинском ГКМ силами ОАО «Нарьян-Марсейсморазведка» были проведены 3D сейсмические исследования на площади 144 км², охватывающей его центральную и южную части. Судя по имеющейся информации, в северной части месторождения, включая район аварийной площади, новые сейсморазведочные работы 2D и 3D не проводились. 20 октября 2010 г. в центральной части Кумжинского ГКМ АО «Сибирская Сервисная Компания» (Томск) по заказу «СН Инвест» начала бурение скважины К-29 (см. рис. 2), при испытании которой 31 марта 2011 г. получен приток газа около 1,1 млн м³/сут. В результате анализа новых запасов газа месторождения увеличены до 127,4 млрд м³ (категории С_{1,2}). Кроме того, подтверждено «отсутствие радионуклидов в газовом конденсате, газе и пластовой воде» (отметим, что это на 8 км южнее эпицентра атомного взрыва).

В декабре 2015 г. в проект «Печора СПГ» вошло ПАО «НК «Роснефть», создавшее с Группой АЛЛТЕК совместное предприятие ООО «РН-Печора СПГ» (доля компании «Роснефть» — 50,1%).

Согласно «СН Инвест» в 2016 г. на аварийной площади завершили работы по устранению накопленного экологического ущерба, включая демонтаж



Рис. 11. Космоснимок WorldView-2 аварийной площади 2 мая 2016 г.

и утилизацию буровой вышки и понтона в пределах дамбы (см. рис. 6, 7 и 8). Однако, по нашему мнению, основной накопленный экологический ущерб находится ниже поверхности земли. Это нарушенные бурением и атомным взрывом залежи УВ и их покрышки, поврежденные околоскважинные пространства и сами стволы скважин, техногенные залежи УВ и загрязненные водоносные горизонты.

На рис. 11 приведен космоснимок WorldView-2, сделанный с разрешением 0,5 м 2 мая 2016 г. в период весеннего таяния снежного покрова суши и поверхности льда над протокой и аварийной площадью, на котором над всеми кратерами на льду выделяются многочисленные темные пятна диаметром до 10 м, соответствующие разрушенным выхлопами газа зонам льда (пробоинам) и проталинам в зоне вмерзших пузырей газа (выделены красными окружностями). Наличие круговых проталин и пробоев во

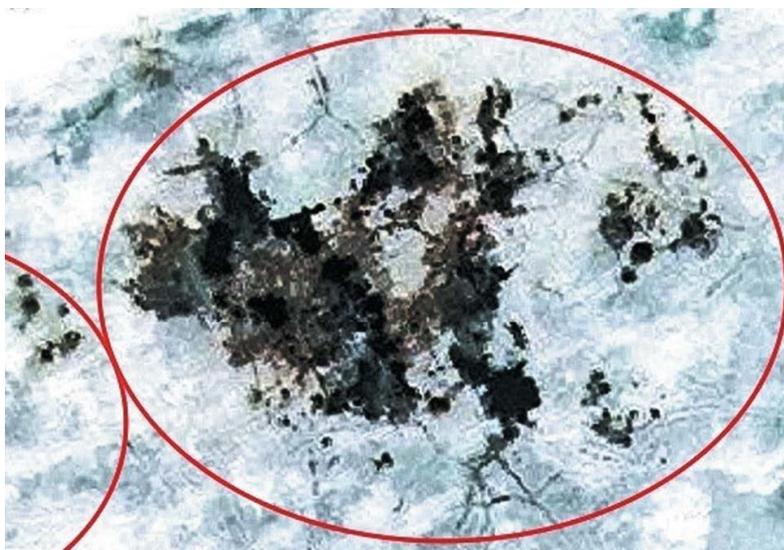


Рис. 12. Увеличенный фрагмент космоснимка WorldView-2 над кратером вокруг скважин К-9 и К-5

льду является одним из самых характерных признаков дегазации недр, подробно описанных в [5]. Вокруг зон отсутствия льда над кратерами скважин К-9, К-5 и К-10 бело-бирюзовый цвет льда локально окрашен в коричневый цвет, что вызвано его загрязнением конденсатом и, весьма вероятно, нефтью, обнаруженной в скважине К-134 в отложениях пермо-триаса на глубине, близкой к атомному взрыву.

Наиболее сильно лед нарушен над объединенным самым крупным кратером около скважин К-9 и К-5. Здесь при более детальном рассмотрении ледовой поверхности водоема кроме открытой воды и загрязненного льда наблюдается несколько групп трещин во льду веерной (радиальной) формы (рис. 12). Очевидно, что они сформировались

за счет сейсмических ударов, возникающих при пневматических выхлопах газа из обособленных грифонов (кратеров небольшого размера) на дне объединенного кратера.

Космоснимок WorldView-2 (см. рис. 11) является однозначным доказательством продолжающегося процесса выхода газообразных и жидких УВ из кратеров в водную толщу. Ответить на вопрос, из какого глубинного интервала в настоящее время выделяются УВ, невозможно без постановки специальных исследований. По тому же космоснимку в двух местах во льду рукавов Печоры на удалениях 1,2 км к югу и 1,6 км к востоку от скважины К-9 обнаружены одиночные проталины. Весьма вероятно, что имеются и другие выходы УВ за пределами аварийной площади, которые трудно увидеть из космоса.

Не вдаваясь в подробности, отметим, что следы активной дегазации недр в виде проталин и пробоин во льду, подобных показанным на рис. 11, нами выявлены на полуострове Ямал на многих природных термокарстовых озерах и нескольких техногенных водоемах, образовавшихся при затоплении крупных кратеров выброса газа около аварийных скважин. Результаты исследований этих объектов частично отражены в [3—5; 12 и др.] и будут публиковаться в дальнейшем.

Заключение

1. Авторы полностью согласны с выводами бывшего командира взвода СВО В. Озоришина, участвовавшего в течение шести лет в глушении фонтана на скважине К-9: «Расследование аварии на Кумже-9 установило целый комплекс грубейших нарушений, допущенных при бурении, цементации и испытании скважины. Она стала показателем того, как нельзя работать» [18, с. 328]. Человеческий фактор в очередной раз послужил основой возникновения чрезвычайной ситуации с катастрофическими последствиями.

2. Кардинальные ошибки определения истинного положения скважины по данным инклинометрии, несовершенства технологий и технических средств ликвидации аварийных выбросов УВ явились основными причинами длительного времени (шесть с половиной лет) ликвидации катастрофы. Очевидно, что в случае возникновения подобной ситуации на акваториях, особенно арктических морей, последствия могут быть несравнимо хуже.

3. Экспедиционные геоэкологические исследования 2000—2013 гг. [1; 14; 15; 19 и др.] и данные дистанционного зондирования из космоса 2 мая 2016 г. со спутника WorldView-2 свидетельствуют, что выход УВ из кратеров на аварийной площади, ограниченной дамбой, продолжается в настоящее время.

4. Известно, что ЗКП большей части (свыше 50%) отечественных скважин, как и многих зарубежных скважин, имеет изначально плохое цементирование [4]. На Кумжинском ГКМ после дополнительного сильного разрушительного воздействия ударной

волной атомного взрыва и агрессивного влияния сероводорода в течение 35—40 лет в околоскважинном пространстве многих скважин наверняка образовались дополнительные каналы миграции УВ. Наиболее вероятно, что идет постепенная дегазация одной или нескольких техногенных залежей в верхней части разреза, но и вариант выхода УВ из продуктивных горизонтов пермо-триаса и карбона также не исключается. За счет этого идет подпитка техногенных залежей и перманентный выход (выброс) УВ на поверхность земли и в водную толщу. Необходим сбор и комплексный анализ УВ, консервирующихся зимой ледовым массивом.

5. Целесообразность разработки Кумжинского ГКМ с позиции сохранения экосистемы от загрязнений УВ при возможных новых мощных неконтролируемых выбросах газа и жидких УВ за счет восстановившегося давления в основной залежи карбона и возможных АВПД в техногенных залежах не вызывает сомнений. В связи с вышесказанным (см. п. 3 и 4), до начала разработки месторождения необходимо провести на его площади (как минимум в северной части) геохимическую съемку и высоко разрешающую сейсморазведку 2D-3D для выявления и картирования зон выхода УВ на поверхность, сформировавшихся техногенных залежей, а также образовавшихся за счет взрыва ядерного заряда «Пирит» техногенных полости, разломов и субвертикальных систем трещин (особенно в околоскважинном пространстве), усиливающих процессы перетока УВ из нижней (каменноугольной) залежи в верхние (пермо-триасовые) залежи, миграции и аккумуляции УВ в верхней части разреза, эмиссии УВ на поверхность земли и в водную толщу.

6. При разработке Кумжинского ГКМ необходим геоэкологический мониторинг для своевременного выявления и устранения возможных флюидоперетоков УВ по ЗКП с формированием новых или пополнением старых техногенных залежей, угрожающих аварийными и катастрофическими выбросами. Такой контроль позволяют осуществить технологии сейсмического (4D) и гидродинамического мониторинга в режиме реального времени, разрабатываемые в Институте проблем нефти и газа РАН ([4; 5 и др.], патенты RU 2539745, 2540005, 2544948 и др.).

Post Scriptum

В настоящее время особую значимость приобретают слова академика В. И. Вернадского, с которыми был согласен и академик Н. П. Лавров: «человек становится геологической силой, меняющей лик нашей планеты». Человек действительно стал влиять на геологические и природно-климатические процессы на Земле, и можно говорить о наступлении эпохи антропоцена. От нас пока еще зависит, будет ли признано в недалеком будущем, что поколения людей XX и XXI вв. «жили в замечательное время».

Литература

1. Адушкин В. В., Сливак А. А. Подземные взрывы. — М.: Наука, 2007. — 579 с.
2. Атлас нефтегазоносности и перспектив освоения запасов и ресурсов углеводородного сырья Ненецкого автономного округа. — Нарьян-Мар: ГУП НАО «НИАЦ», 2004. — 112 с.
3. Богоявленский В. И. Арктика и Мировой океан: современное состояние, перспективы и проблемы освоения ресурсов углеводородов: Монография. — М.: ВЭО, 2014. — С. 11—175.
4. Богоявленский В. И. Природные и техногенные угрозы при освоении месторождений нефти и газа в Арктике // Ноосфера. — 2016. — № 1. — С. 48—67.
5. Богоявленский В. И., Сизов О. С., Богоявленский И. В., Никонов Р. А. Дистанционное выявление участков поверхностных газопроявлений и газовых выбросов в Арктике: полуостров Ямал // Арктика: экология, экономика. — 2016. — № 3 (23). — С. 4—13.
6. Векслер В. И., Перекалин С. О., Ижорский А. В., Поддерегин Ю. Б. Внедрить метод электромагнитного наведения на площади Кумжа при ликвидации аварийного фонтанирования на скважине № 9: Отчет. — М.: ЦНИГРИ, 1987. — 180 с.
7. Векслер В. И., Перекалин С. О., Слонимский А. Р., Щепанский В. А. Наведение на цель наклонно-направленной скважины // Каротажник [Тверь]. — 1998. — № 48. — С. 63—72.
8. Векслер В. И., Перекалин С. О., Слонимский А. Р., Острецов Г. Ф. Опыт применения электромагнитного наведения скважин при ликвидации аварийного фонтанирования нефти и газа // Каротажник [Тверь]. — 2000. — № 73. — С. 29—44.
9. Векслер В. И. Записки подземного навигатора. — Тверь: ООО «Изд-во ГЕРС». — 164 с.
10. Изревский В. И., Мангушев К. И. Предупреждение и ликвидация нефтяных и газовых фонтанов. — М.: Недра, 1974. — 192 с.
11. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под ред. Г. А. Зотова, З. С. Алиева. — М.: Недра, 1980. — 301 с.
12. Лаверов Н. П., Богоявленский В. И., Богоявленский И. В. Углеводороды Арктической зоны Российской Федерации в мировой нефтегазовой индустрии // Аркт. ведомости. — 2015. — № 3 (14). — С. 46—53.
13. Лаверов Н. П., Богоявленский В. И., Богоявленский И. В. Фундаментальные аспекты рационального освоения ресурсов нефти и газа Арктики и шельфа России: стратегия, перспективы и проблемы // Арктика: экология и экономика. — 2016. — № 2 (22). — С. 4—13.
14. Никонова А. Н. Трансформация пойменных экосистем дельты Печоры в зоне влияния Кумжинского газоконденсатного месторождения (Ненецкий автономный округ) // Изв. РАН. Сер. геогр. — 2015. — № 5. — С. 117—129.
15. Никонова А. Н. Трансформация экосистем дельты Печоры в зоне влияния газоконденсатного месторождения (Ненецкий автономный округ): Автореф. дис. ... канд. геогр. наук / Ин-т географии РАН. — М., 2016. — 29 с.
16. «СН Инвест». Экологические аспекты Кумжинского месторождения: Презентация ЗАО «СН Инвест». — [Б. м.], 2011. — 15 с.
17. «СН Нефтегаз». Выполнение лицензионных обязательств: Презентация ЗАО «СН Нефтегаз». — [Б. м.], 2009. — 15 с.
18. Толкачев В. Ф. Дорога к нефти. — Архангельск, 2000. — 608 с.
19. Шиманский В. К., Зырнер Ю. И., Макарова И. П. и др. Оценка экологического состояния окружающей среды территории Коровинского и Восточно-Коровинского месторождений, включая территорию причала. — СПб.: ВНИГРИ, 2004. — 308 с.
20. Юшкин Н. П. Трагедия Кумжи и укрощение нефтегазовых катастроф // Вестн. Ин-та геологии Коми НЦ УрО РАН. — 2010. — № 6. — С. 2—5.

Информация об авторах

Богоявленский Василий Игоревич, доктор технических наук, член-корреспондент РАН, заместитель директора по научной работе, заведующий лабораторией «Шельф», Институт проблем нефти и газа РАН (119333, Россия, Москва, ул. Губкина, д. 3), e-mail: vib@pgc.su.

Богоявленский Игорь Васильевич, научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН (119333, Россия, Москва, ул. Губкина, д. 3), e-mail: igorbogoyavlenskiy@gmail.com.

Бойчук Владимир Михайлович, заместитель начальника нефтегазового промысла, ветеран геологоразведки ПГО «Архангельскгеология».

Перекалин Сергей Олегович, главный инженер, ООО Научно-производственная фирма «ГеЛА» (170000, Россия, Тверь, Новоторжская ул., д. 8), e-mail: s_perekalin@gmail.com.

Каргина Татьяна Николаевна, инженер-исследователь, Институт проблем нефти и газа РАН (119333, Россия, Москва, ул. Губкина, д. 3).

Библиографическое описание данной статьи

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. 32—46.

KUMZHINSKOYE GAS CONDENSATE FIELD DISASTER: REASONS, RESULTS AND WAYS OF ELIMINATING THE CONSEQUENCES

Bogoyavlensky V. I.

Oil and gas research institute of the Russian academy of sciences (Moscow, Russian Federation)

Perekalin S. O.

Scientific-Industrial company «GeLA» LLC (Tver, Russian Federation)

Boichuk V. M.

PGO «Arkhangel'skgeologia» (Arkhangelsk, Russian Federation)

Bogoyavlensky I. V., Kargina T. N.

Oil and gas research institute of the Russian academy of sciences (Moscow, Russian Federation)

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (Moscow, Russian Federation).

Abstract

The peculiarities of the geological structure of Kumzhinskoye gas condensate field (Kumzha Field) and causes of the emergency in 1980 that developed into disaster with severe longstanding consequences for the Arctic ecosystem are shown in the paper. Various stages and results of the elimination of gas and condensate blowouts including the use of underground nuclear explosion "Pirit" and highly effective electromagnetic method of connecting deviated wells to emergency wells are displayed and analyzed. Based on space remote sensing data it is proved, that these emissions are still going. Recommendations are made to prevent such catastrophic situations.

Keywords: Kumzhinskoe field, disaster, gas and condensate blowout, gas blowout formation, technogenic deposits, nuclear explosion "Pirit", geoecological monitoring, space remote sensing, elimination of the accident.

References

1. Adushkin V. V., Spivak A. A. Podzemnyye vzryvy. [Underground explosions]. M., Nauka, 2007, 579 p. (In Russian).
2. Atlas neftegazonosnosti i perspektiv osvoyeniya zapasov i resursov uglevodorodnogo syria Nenetskogo avtonomnogo okruga. [Atlas of the oil and gas potential and prospects of development of reserves and hydrocarbon resources of the Nenets Autonomous District]. Narian-Mar. GUP NAO "NIATs", 2004, 112 p. (In Russian).
3. Bogoyavlensky V. I. Arktika i Mirovoy okean: sovremennoye sostoyaniye. perspektivy i problemy osvoyeniya resursov uglevodorodov: Monografiya. [Arctic and World ocean: current status, challenges and prospects of hydrocarbon resources development: Monograph]. M.: HEO, 2014, pp11—175. (In Russian).
4. Bogoyavlenskiy V. I. Prirodnyye i tekhnogennyye ugrozy pri osvoyenii mestorozhdeniy nefiti i gaza v Arktike [Natural and man-made threats during the development of oil and gas fields in the Arctic]. Noosfera, 2016, no 1, pp 48—67. (In Russian).
5. Bogoyavlenskiy V. I., Sizov O. S., Bogoyavlenskiy I. V., Nikonov R. A. Distantionnoye vyyavleniye uchastkov poverkhnostnykh gazoprovyavleniy i gazovykh vybrosov v Arktike: poluostrov Yamal. [Remote identification of areas of surface gas shows and gas emissions in the Arctic Yamal Peninsula]. Arktika: ekologiya. Ekonomika, 2016, no 3 (23), pp 4—13. (In Russian).
6. Veksler V. I., Perekalin S. O., Izhorskiy A. V., Podderegin Yu. B. Vnedrit metod elektromagnitnogo navedeniya na ploshchadi Kumzha pri likvidatsii avariynogo fontanirovaniya na skvazhine № 9. [Implement a method of electromagnetic guidance on the area of Kumzhi liquidation of emergency on well blowout on the Kumzhi area]. Otchet. M. TsNIGRI, 1987, 180 p. (In Russian).
7. Veksler V. I., Perekalin S. O., Slonimskiy A. R., Shchepanskiy V. A. Navedeniye na tsel naklonno-napravlennoy skvazhiny. [Targeting of deviated relief]. Karotazhnik. Tver, 1998, no 48, pp 63—72. (In Russian).
8. Veksler V. I., Perekalin S. O., Slonimskiy A. R., Ostretsov G. F. Opyt primeneniya elektromagnitnogo navedeniya skvazhin pri likvidatsii avariynogo fontanirovaniya nefiti i gaza. [Electromagnetic well targeting experience in liquidation of emergency oil and gas flowing]. Karotazhnik. Tver, 2000, no 73, pp 29—44. (In Russian).
9. Veksler V. I. Zapiski podzemnogo navigatora. [Notes of underground navigator]. Tver, OOO "Izd-vo GERS", 2007, 164 p. (In Russian).
10. Igrevskiy V. I., Mangushev K. I. Preduprezhdeniye i likvidatsiya neftyanykh i gazovykh fontanov. [Prevention and elimination of oil and gas flowing]. M. Nedra, 1974, 192 p. (In Russian).
11. Instruksiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh plastov i skvazhin. [Instructions for complex research of gas and gas condensate reservoirs and wells]. Ed. G. A. Zotova, Z. S. Aliyeva. M. Nedra, 1980, 301 p. (In Russian).
12. Laverov N. P., Bogoyavlenskiy V. I., Bogoyavlenskiy I. V. Uglevodorody Arkticheskoy zony Rossiyskoy Federatsii v mirovoy neftegazovoy industry. [Arctic in the global oil and gas industry]. Arkt. Vedomosti, 2015, no 3 (14), pp 46—53. (In Russian).
13. Laverov N. P., Bogoyavlenskiy V. I., Bogoyavlenskiy I. V. Fundamentalnyye aspekty ratsionalnogo

osvoyeniya resursov nefti i gaza Arktiki i shelfa Ros-sii: strategiya. perspektivy i problem. [Fundamental aspects of the rational development of oil and gas resources of the Arctic shelf and Russia: strategy, prospects and challenges]. *Arktika: ekologiya i ekonomika*, 2016, no 2 (22), pp 4—13. (In Russian).

14. *Nikonova A. N.* Transformatsiya poymennykh ekosistem delty Pechory v zone vliyaniya Kumzhinskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya (Nenetskiy avtonomnyy okrug). [The transformation of the Pechora delta floodplain ecosystems in the zone of Kumzhinskoe (Nenets Autonomous District) gas condensate field influence (Nenets Autonomous Area)]. *Izv. RAS, Geography seria*, 2015, no 5, pp 117—129. (In Russian).

15. *Nikonova A. N.* Transformatsiya ekosistem delty Pechory v zone vliyaniya gazokondensatnogo mestorozhdeniya (Nenetskiy avtonomnyy okrug). [Pechora Delta ecosystem transformation in the area of gas and condensate field influence (Nenets Autonomous District)]. Avtoref. dis. ... kand. geogr. Nauk, In-t geografii RAN, M., 2016, 29 p. (In Russian).

16. "SN Invest". Ekologicheskiye aspekty Kumzhinskogo

mestorozhdeniya: Prezentatsiya ZAO "SN Invest". ["SN Invest". Environmental aspects of Kumzhinskoe field: Presentation of CJSC "SH Invest"]. 2011, 15 p. (In Russian).

17. "SN Neftegaz". Vypolneniye litsenzionnykh obyazatelstv: Prezentatsiya ZAO "SN Neftegaz". ["SN Neftogaz". Fulfillment of license obligations: Company Presentation "SN Naftogaz"]. 2009, 15 p. (In Russian).

18. *Tolkachev V. F.* Doroga k nefti. [The road to the oil]. Arkhangelsk, 2000, 608 p. (In Russian).

19. *Shimanskiy V. K., Zyner Yu. I., Makarova I. P. et al.* Otsenka ekologicheskogo sostoyaniya okruzhayushchey sredy territorii Korovinskogo i Vostochno-Korovinskogo mestorozhdeniy. vklyuchaya territoriyu prichala. [Evaluation of the ecological state of the environment on the territory of Korovinskoye and East Korovinskoye fields, including the territory of the pier]. SPb. VNIGRI, 2004, 308 p. (In Russian).

20. *Yushkin N. P.* Tragediya Kumzhi i ukroshcheniye neftegazovykh katastrof. [Kumzhi tragedy and taming of oil catastrophes]. *Vestn. In-ta geologii Komi NTs UrO RAN*, 2010, no 6, pp 2—5. (In Russian).

Information about the authors

Bogoyavlensky Vasily Igorevich, Corresponding member of RAS, doctor of technical science, Deputy Director for Science, Head of "Shelf" laboratory, Oil and gas research institute of RAS (3, Gubkina St., Moscow, 119333, Russia), e-mail: vib@pgc.su.

Bogoyavlensky Igor Vasilyevich, researcher, Oil and gas research institute of the RAS (3, Gubkina St., Moscow, 119333, Russia), e-mail: igorbogoyavlenskiy@gmail.com.

Boichuk Vladimir Mikhailovich, Deputy Field Manager (retired), oil and gas geology prospecting veteran, PGO "Arkhangelskgeologia" (Arkhangelsk, Russia).

Perekalin Sergey Olegovich, Chief Engineer, Scientific-Industrial company "GeLA" LLC (8, Novotorzhskaya St., Tver, 170000, Russia), e-mail: s_perekalin@gmail.com.

Kargina Tatiana Nikolayevna, researcher, Oil and gas research institute of the RAS (3, Gubkina St., Moscow, 119333, Russia).

Bibliographic description

Bogoyavlensky V. I., Perekalin S. O., Boichuk V. M. et al. Kumzhinskoye Gas Condensate Field Disaster: reasons, results and ways of eliminating the consequences. *The Arctic: ecology and economy*, 2017, no 1 (25), pp 32—46. (In Russian).

© Bogoyavlensky V. I., Perekalin S. O., Boichuk V. M., Bogoyavlensky I. V., Kargina T. N., 2017