

ВЛИЯНИЕ МЕЛКОЗАЛЕГАЮЩЕГО ГАЗА НА ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ОСВОЕНИЮ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ШЕЛЬФЕ АРКТИЧЕСКИХ И СУБАРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

А. Д. Дзюбло^{1,2}, А. И. Ермолаев¹, Г. М. Гереш³, В. Е. Перекрестов¹

¹ Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина (Москва, Российская Федерация)

² Институт проблем нефти и газа РАН (Москва, Российская Федерация)

³ ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Санкт-Петербург, Российская Федерация)

Статья поступила в редакцию 15 января 2024 г.

Для цитирования

Дзюбло А. Д., Ермолаев А. И., Гереш Г. М., Перекрестов В. Е. Влияние мелкозалегающего газа на проектные решения по освоению морских газоконденсатных месторождений на шельфе арктических и субарктических морей // Арктика: экология и экономика. — 2024. — Т. 14, № 2. — С. 192—204. — DOI: 10.25283/2223-4594-2024-2-192-204.

В статье анализируются наличие и распространение залежей газа в верхней части разреза (ВЧР) морских нефтегазоконденсатных месторождений на шельфе Арктики и Охотского моря. Показано его площадное и глубинное распространение на шельфе арктических и субарктических морей. Проведен обзор аварийных ситуаций, связанных со вскрытием залежей газа в ВЧР. Показаны основные признаки волновой картины, указывающие на газонасыщенность разреза. Рассмотрены изменения в проектных решениях по освоению Лунского, Киринского и Южно-Киринского нефтегазоконденсатных месторождений в Охотском море на шельфе острова Сахалин, обусловленные наличием мелкозалегающего газа в геологическом разрезе. Обоснована необходимость создания российских программных комплексов и методики автоматизированного проектирования систем разработки морских нефтегазовых месторождений в условиях Арктики.

Ключевые слова: Арктика, мелкозалегающий газ, сейсморазведка, геологический разрез, шельф, Охотское море, морское бурение, обустройство месторождений, методика.

Введение

Шельфу арктических и субарктических морей присуще наличие ряда геологических опасностей в верхней части разреза (ВЧР). Среди них особое место занимают многолетнемерзлые породы, залежи газа и газовых гидратов [1]. Кроме того, моря Лаптевых и Охотское характеризуются повышенной сейсмической активностью, что приводит к многочисленным тектоническим нарушениям. Эти факторы влияют на освоение морских нефтегазовых месторождений и должны учитываться как на стадии поисково-разведочных работ, так и при обустрой-

стве и разработке месторождений. В настоящее время ведется планомерное освоение открытых месторождений на западном шельфе Арктики и северо-восточного шельфа острова Сахалин. Предстоит выполнить большой объем поисково-разведочных работ на шельфе всех морей Арктики, где обнаружены перспективные объекты для поисков нефти и газа. В целях минимизации негативного воздействия указанных опасностей исключительно актуальной является задача их детального изучения при освоении месторождений.

Освоение охотоморских месторождений идет с явным опережением по сравнению с арктическими, в связи с чем накоплен большой опыт изучения и преодоления угроз, возникающих при буре-

нии скважин и эксплуатации месторождений. Этот опыт должен быть учтен при освоении арктических месторождений.

В настоящей статье рассматривается распространение залежей газа в ВЧР (также называемых мелкозалегающим газом — shallow gas) шельфа Арктики и Охотского моря, при этом показана необходимость его учета на стадии проектирования разработки на примере нефтегазоконденсатных месторождений шельфа Сахалина.

Основной целью данной работы является разработка рекомендаций для повышения эффективности и безопасности освоения морских нефтегазовых месторождений арктической и субарктической зон на основе комплексного анализа доступных опубликованных и фондовых материалов.

Повышенная сейсмическая активность Охотского моря в значительной степени отражается на тектоническом строении Лунского, Кириного, Южно-Кириного и других открытых месторождений углеводородов на шельфе Сахалина. В результате тектонических процессов многие сформированные залежи углеводородов были разрушены, и в течение геологического периода флюиды мигрировали вверх по образовавшимся разрывам, зонам трещиноватости и повышенной проницаемости, образуя новые залежи на более высоких гипсометрических уровнях. Такие залежи газа установлены в широком диапазоне глубин ВЧР (от дна до 500—900 м). К формированию залежей мелкозалегающего газа также могут привести как заколонные перетоки скважин вследствие некачественного цементирования обсадных колонн, так и газ биогенного происхождения.

При проведении сейсморазведочных работ мелкозалегающий газ приводит к искажению волновой картины, неоднозначности корреляции отражающих горизонтов и картопостроения и, как следствие, к недостаточно обоснованному проектированию разработки продуктивного объекта [2]. Помимо этого он осложняет строительство скважин и может негативно сказываться на качестве крепления обсадных колонн. Ввиду отсутствия на устье противовыбросового оборудования при бурении верхних интервалов горных пород под направление и кондуктор, вскрытие мелкозалегающего газа может привести к открытому фонтанированию [3—7].

Вследствие фонтанирования мелкозалегающего газа произошло множество серьезных аварий на морских буровых установках (БУ) и нефтегазодобывающих платформах, например, на буровых судах «Petromar-5» (Южно-Китайское море, 1981 г.) и «Бавенит» (Баренцево море, 1995 г.), на мобильной БУ «Kulluk» (море Бофорта, 1989 г.), полупогружных плавучих БУ «West Vanguard» (Норвежское море, 1985 г.), «Actinia» (Южно-Китайское море, 1993 г.), «Шельф-8» (Баренцево море, 1991 г.), «SEDCO 700» (шельф Нигерии, 2009 г.), самоподъемных плавучих БУ «60 лет Азербайджана» (Каспийское море, 1983 г.), «Al Baz» и KS «Endeavour» (шельф Нигерии, 1989 и 2012 гг.), на платформах

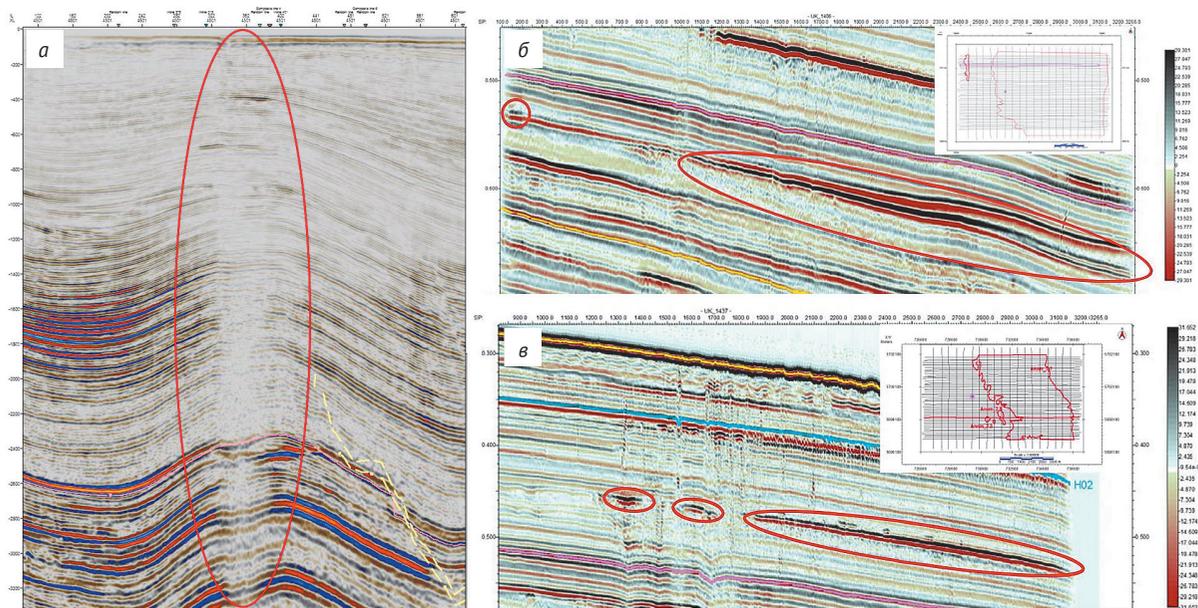
«Steelhead» (шельф Аляски, 1987 г.), «Elgin» (Северное море, 2012 г.) [8; 9].

Мощный выброс газа при строительстве скважины в Охотском море в 2013 г. стал одной из причин повышенного внимания к изучению мелкозалегающего газа отечественными недропользователями. Для проверки наличия мелкозалегающего газа в компании ПАО «Газпром» разработан нормативный документ [10], определяющий порядок работ по бурению пилотного ствола. В [11; 12] освещены проблемы проектирования и строительства морских скважин в условиях наличия мелкозалегающего газа. Приведены матрица принятия решений при выборе точек заложения скважин, конструкции верхней части скважины для различных глубин возможного обнаружения залежей газа и даны рекомендации для планирования работ по бурению верхних интервалов горных пород под направление и кондуктор.

По результатам комплексного анализа региональных и локальных сейсмических разрезов методом общей глубинной точки (МОГТ), выполненных в акватории Охотского моря, в ВЧР обнаружено более 200 залежей мелкозалегающего газа и несколько залежей газовых гидратов (при общей длине проанализированных сейсмопрофилей 4249 км) [9]. Наибольшее число газонасыщенных объектов расположено на севере Охотского моря — на Магаданском шельфе и во впадине ТИНРО. В значительной степени они выделяются во впадине Дерюгина и в южной части Западно-Камчатского шельфа. В [13] приведена статистическая оценка горизонтальных размеров и минимальной глубины залегания газа в ВЧР. Размеры анализируемых амплитудных аномалий на сейсмических разрезах изменялись от 50—70 м до 7600 м. Результаты ранжирования с шагом 500 м показаны на рис. 1а. При этом выявлено, что чаще всего встречаются небольшие залежи размером 1000—1500 м (24,3%), 500—1000 м (22,5%) и 100—500 м (19,7%). Около 42,5% залежей имеют размеры менее 1 км, 80,3% — менее 2 км и 97,6% — менее 4 км. Средний размер залежей составляет 1370 м.

В результате обработки данных сейсморазведки обнаружено, что в большинстве случаев существуют две и более газовых залежи, расположенных на разных глубинах, однако за счет низких частот, регистрируемых при стандартных работах МОГТ, трудно точно определить их число и глубины залегания. Распределение залежей газа в ВЧР по глубине залегания кровли верхней залежи с шагом 100 м представлено на рис. 1б. Большая часть верхних залежей газа (64,3%) расположена на глубинах до 400 м от дна, при этом наибольшее число (23,9%) сосредоточено в интервале глубин 200—300 м. В среднем распространении встречаются в среднем через 20 км [9; 13].

На шельфе арктических морей залежи газа в ВЧР имеются практически повсеместно, что подтверждается результатами многолетних геофизических и инженерно-геологических исследований [14—16].



○ выделение сейсмической амплитудной аномалии

Рис. 2. Сейсмические аномалии, выделенные на месторождениях: Южно-Лунском (а), Южно-Киринском (б и в). Образцы записи сейсмики высокого разрешения с выделенными амплитудными аномалиями [19]
Fig. 2. Seismic anomalies highlighted in the fields: Yuzhno-Lunsky (a), (б and в) Yuzhno-Kirinsky. Samples of a high-resolution seismic recordings with highlighted amplitude anomalies [19]

установкой для строительства 27 скважин, из которых в настоящее время построены 21 газоконденсатная добывающая, 3 поглощающие, а также имеются 3 свободных слота для строительства добывающих газоконденсатных скважин. Годовой объем добычи газа в среднем составляет около 18 млрд м³/год [21]. Месторождение находится в зрелой стадии жизненного цикла, извлечено более половины запасов природного газа.

Скважинная продукция с платформы поступает в подводный многофазный трубопровод, по которому углеводородный поток транспортируется на объединенный береговой технологический комплекс.

На месторождении по результатам проведенной в 2003 г. 3D-съемки, а также съемки высокого разрешения на площадке установки платформы «ЛУН-А» в ВЧР выделены сейсмические амплитудные аномалии: J-аномалия (глубина около 210—220 м) и L-аномалия (глубина около 400—450 м) [22].

В результате бурения скважины Лунская № 8 недалеко от места установки платформы выявлено, что J-аномалия, расположенная в ВЧР, сложенном слабосцементированным песчаником, и не несет опасности из-за отсутствия выраженного давления газа в отличие от L-аномалии, характеризующей газонасыщенность пород на глубине около 325 м от уровня моря с пластовым давлением 3,6 МПа [23].

В связи с тем, что горные породы под башмаком колонны направления 762 мм обладают низкими параметрами устойчивости, вскрытие пород L-аномалии может привести к гидроразрыву с образованием грифона, последующим размывом донных отложений и возможному разрушению фундамента

опоры платформы. Поэтому для обеспечения безопасного вскрытия пород L-аномалии в конструкцию скважин добавлено удлиненное направление (хвостовик) 609,6 мм, которое устанавливается в интервале устойчивых горных пород между J-аномалией и L-аномалией и обеспечивает безопасный канал циркуляции бурового раствора (рис. 4).

На месторождении уже на ранней стадии разработки в ряде эксплуатационных скважин появилось межколонное давление, что поставило под угрозу продолжение добычи и потребовало принятия экстренных мер по нейтрализации и управлению давлением во избежание серьезных аварийных ситуаций. Анализ данных по скважинам ЛА-507, ЛА-506 показал, что вероятным источником межколонных давлений является мелкозалегающий газ пластов L-аномалии [22]. Данная проблема на Лунском месторождении существует и в настоящее время.

Киринское газоконденсатное месторождение введено в разработку в 2013 г. с применением систем подводной добычи, аналоги которых целесообразно широко использовать на шельфе Арктики. В настоящее время осуществляется сезонная добыча газа, проектный максимальный уровень добычи (5,5 млрд м³/год) будет обеспечиваться эксплуатационным фондом из семи скважин. Подводные фонтанные арматуры (ПФА) подключаются к сборному манифольду, откуда скважинная продукция поступает в подводный газосборный коллектор для транспортировки на береговой технологический комплекс (БТК) [26].

На месторождении, по данным СВР, полученным в комплексе инженерно-геологических изысканий,

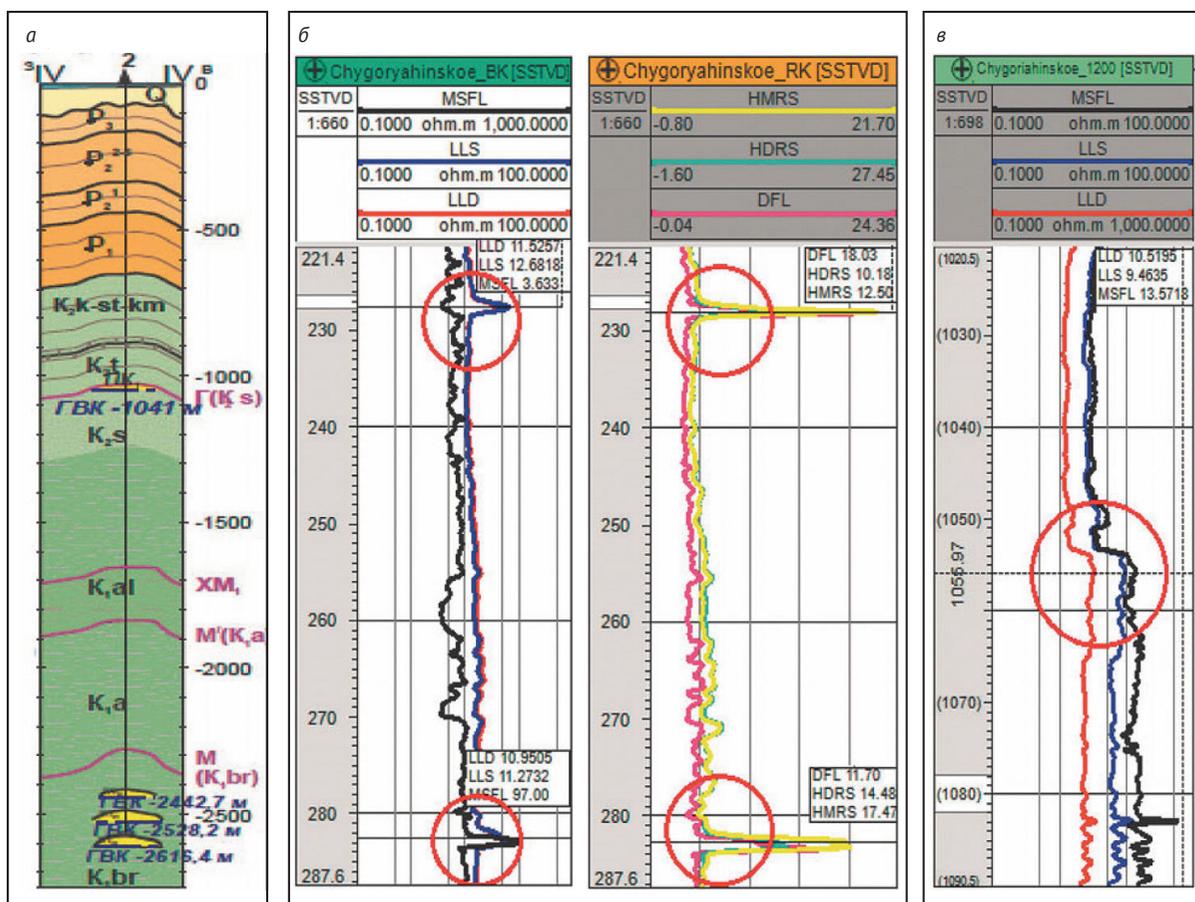


Рис. 3. Результаты интерпретации геофизических исследований скважины Чугорьяхинская № 2 в Обской губе Карского моря [20]: фрагмент геологического разреза (а). Аномалии сопротивлений, методы БК (LLS, LLD) и ИК (DFL, HDRM, HMRS в интервале 221–287 м (б); метод БК в интервале 1020–1090 м (в)
 Fig. 3. Results of the geophysical study interpretation in the Chugoryakhinskaya well no. 2 in the Ob bay of the Kara Sea [20]: Fragment of a geological section (a). Resistivity anomalies, LL method (LLS, LLD) and IL (DFL, HDRM, HMRS in the interval 221–287 m (b); LLmethod in the interval 1020–1090 m (c)

над сводовой зоной центрального участка вдоль длинной оси складки выявлены четыре аномальные зоны, связанные с газом: аномалия типа «газовая труба», прослеживаемая от кровли месторождения до самого дна моря, и три зоны повышенных сейсмических амплитуд на глубинах 113–125, 151–158 и 206–220 м.

Согласно проведенным в 2008 г. исследованиям с использованием СВР, в пределах северного и южного участков месторождения были также обнаружены амплитудные аномалии, связанные с присутствием газа. В этих частях месторождения мелкозалегающий газ может встретиться уже на глубинах 8–40 м от дна моря. Данные залежи газа достаточно локальны и не имеют большой латеральной протяженности. Более обширные газовые поля выделены на глубинах 100–150, 180–250 и более 300 м [27; 28].

Таким образом, установленный факт наличия мелкозалегающего газа, выделенного по данным СВР 2D, потребовал оперативно внести изменения в схему размещения эксплуатационных скважин. По решению ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проектные устья перенесены в более безопасные места, предложены

новые траектории проводки и азимуты скважин в продуктивном разрезе (рис. 5) [29].

На Южно-Кириновском нефтегазоконденсатном месторождении с 2018 г. ведутся работы по строительству эксплуатационных газоконденсатных скважин. Максимальный проектный уровень добычи (21 млрд м³/год) будет обеспечиваться эксплуатационным фондом из 37 скважин, объединенных в 17 центров разбуривания (кустов) по две-три скважины в каждом. Подводные фонтанные арматуры подключаются к соответствующему кустовому манифольду, которые, в свою очередь, — к сборным манифольдам (СМ1 и СМ2). К СМ1 подключается девять, а к СМ2 — восемь кустовых манифольдов. Согласно технологической схеме разработки, скважинная продукция со сборных манифольдов будет поступать в двухниточный морской газосборный коллектор для последующей транспортировки на БТК [26].

На месторождении в волновом поле ВЧР также отмечены искажения границ и ослабление амплитуды сейсмического сигнала, что свидетельствует о наличии мелкозалегающего газа. В [30; 31] по-

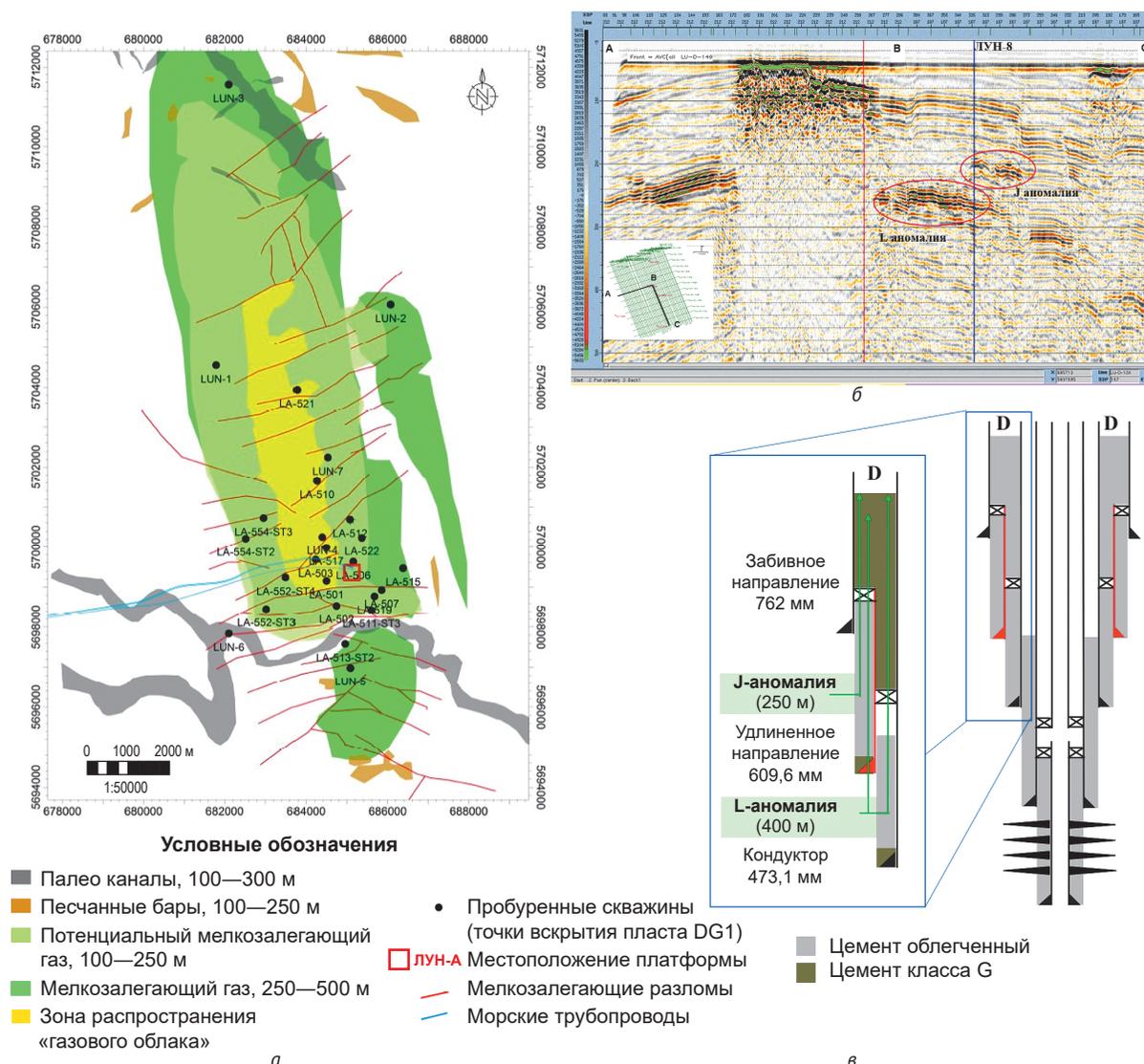


Рис. 4. Влияние мелкозалегающего газа на конструкцию эксплуатационных газовых скважин Лунского месторождения [24; 25]: а – сводная карта геологических опасностей на площади Лунского месторождения, б – композитный сейсмический разрез ВЧР в пределах Лунского месторождения по данным СВР 2D, в – типовая конструкция эксплуатационных газовых скважин на Лунском месторождении

Fig. 4. Shallow gas influence on the design of production gas wells of Lunskeye field [24; 25]: а – summary map of geological hazards at the Lunskeye field area, б – composite seismic section of the upper section part within the Lunskeye field according to HRS 2D data, в – typical design of production gas wells at the Lunskeye field

казано, что в результате обработки сейсмических разрезов общей протяженностью свыше 8000 км, полученных в полевые сезоны с 2010 по 2017 гг., на площади Южно-Кириного месторождения выделено 149 амплитудных аномалий и 63 разрывных нарушения.

На рис. 6 представлено процентное распределение выделенных амплитудных аномалий различной степени риска по глубине залегания, выявленных на площади Южно-Кириного месторождения.

Большая часть выявленных амплитудных аномалий расположена на глубине до 300 м от морского дна, а в ВЧР преобладают амплитудные аномалии с высоким и от среднего до высокого уровнем риска. Согласно типовой конструкции эксплуатационных скважин на Южно-Кирином

месторождении, большинство аномалий расположено выше глубины спуска колонны кондуктора, и, следовательно, они представляют угрозу выброса газа при вскрытии.

Выделенные по результатам обработки и интерпретации данных СВР сейсмические аномалии и уточненные в дальнейшем зоны распространения мелкозалегающего газа привели к изменениям в базовом варианте положений центров разбуривания (кустов), траекторий и азимутов скважин. Скорректированная схема размещения скважин с учетом переноса центров разбуривания в более безопасные места показана на рис. 7.

Вместе с тем в [28] упоминается, что по итогам строительства ряда эксплуатационных скважин на месторождении до кровли продуктивного горизонта

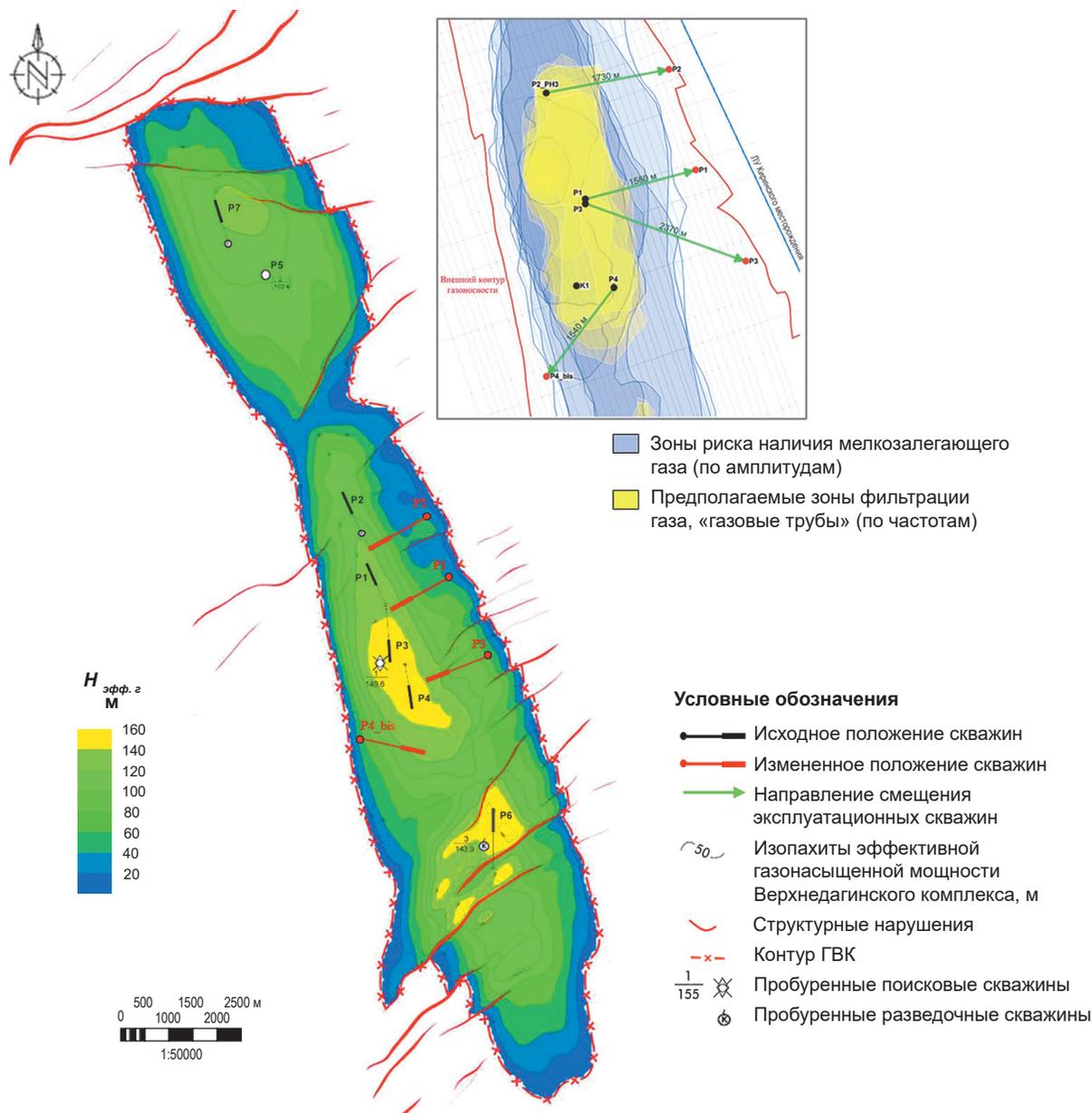


Рис. 5. Уточненное местоположение устьев эксплуатационных скважин Киринского месторождения по результатам интерпретации данных СВР 2D [29]

Fig. 5. Refined location of the wellheads of the production wells of the Kirinsky field according to the interpretation results of HRS 2D data [29]

выявлена необходимость пересмотра ранее принятого ранжирования степеней опасности. Вероятно, этот вывод связан с оценкой достоверности выделенных амплитудных аномалий, и необходимо проводить сейсмическую интерпретацию на иной методологической основе.

Обсуждение проведенных исследований

Исследования показали, что залежи газа в ВЧР выявлены повсеместно во всех арктических морях, а также в субарктическом Охотском море, где на шельфе Сахалина разрабатываются месторождения углеводородов. Здесь установлено, что существует риск возникновения аварийных ситуаций

при строительстве скважин и эксплуатации объектов обустройства за счет присутствия мелкозалегающего газа.

Наиболее активные и результативные геологоразведочные работы на континентальном шельфе Арктики идут в Печорском и Карском морях, в меньшей степени — в Баренцевом море и на шельфе Восточной Арктики. Основные результаты и открытия месторождений достигнуты в Карском море. При этом на Приямальском шельфе ПАО «Газпром» открыты крупные газоконденсатные месторождения: им. В. А. Динкова, «75 лет Победы» и Нярмейское, а также выявлено около десяти структурных ловушек углеводородов.

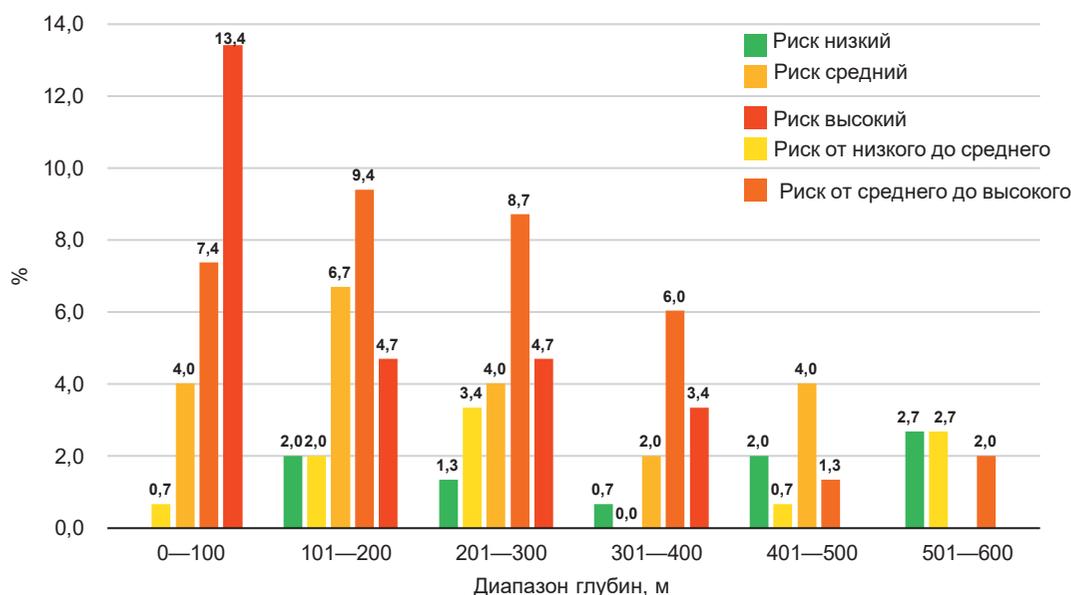


Рис. 6. Диаграмма ранжированных амплитудных аномалий по степени риска и глубине залегания на Южно-Кириинском месторождении [30]

Fig. 6. Diagram of ranked amplitude anomalies by degree of risk and depth of occurrence at the Yuzhno-Kirinskoye field [30]

Южнее расположены перспективные Обручевский, Северо-Харасавэйский, Западно-Шараповский и другие лицензионные участки ПАО «Газпром», где по результатам сейсморазведочных работ выявлены крупные антиклинальные структуры.

В Обской и Тазовской губах открыты Каменномыское-море, Северо-Каменномыское, Семаковское и другие месторождения.

В западной части Южно-Карской нефтегазоносной области ПАО «НК «Роснефть» открыто нефтяное месторождение Победа и газоконденсатные месторождения Маршала Рокоссовского и Маршала Жукова [32].

На рассмотренных нами месторождениях в Охотском море с целью минимизации геологических рисков, обусловленных наличием мелкозалегающего газа, потребовалась корректировка проектных решений: перенос устьев скважин в более безопасные места, новые траектории проводки и азимуты скважин в продуктивном разрезе, изменение конструкций скважин.

В настоящее время при проектировании размещения эксплуатационных скважин осуществляется экспертно с учетом существующей геолого-геофизической неопределенности геологического разреза, фильтрационно-емкостных свойств пласта, равномерной отработки запасов, выбора азимутов стволов горизонтальных скважин, совместного вскрытия продуктивных отложений, минимизации геологических рисков строительства скважин и других факторов. Перенос устьев скважин в более безопасные зоны в большинстве случаев приводит к пересмотру зон вскрытия продуктивного пласта.

Существует ряд организационно-технических факторов, которые необходимо учитывать: закрепле-

ние судов, работающих в акватории; строительство скважин, их подключение, прокладка внутривидеомысловых коммуникаций в ограниченный по времени межледовый период; сложность в проведении указанных работ после ввода в эксплуатацию части фонда скважин и подводных сооружений.

Учет перечисленных факторов при составлении или корректировке проектов требует значительно большего времени, финансовых и трудовых затрат. В связи с большим многообразием взаимовлияющих факторов для повышения уровня обоснованности проектных решений необходима их поддержка математическими средствами, реализованными в компьютерных технологиях. Ключевой задачей проектирования разработки морских месторождений являются формирование и выбор схем размещения скважин и объектов обустройства. Все это создает потребность в создании новой методики автоматизированного размещения эксплуатационных скважин и объектов обустройства морских месторождений.

Работа над данными задачами ведется зарубежными и отечественными [33—34] исследователями, однако в существующих методиках модели и алгоритмы не учитывают специфические особенности условий арктического шельфа. Реализация моделей и алгоритмов в отечественных программных комплексах, удовлетворяющих современным требованиям и учитывающих особенности разработки морских месторождений, представляет практический интерес при освоении нефтегазовых месторождений на шельфе Арктики. Поэтому проблема выявления, картирования и учета мелкозалегающего газа при проектировании обустройства нефтегазовых месторождений и строительства скважин требует

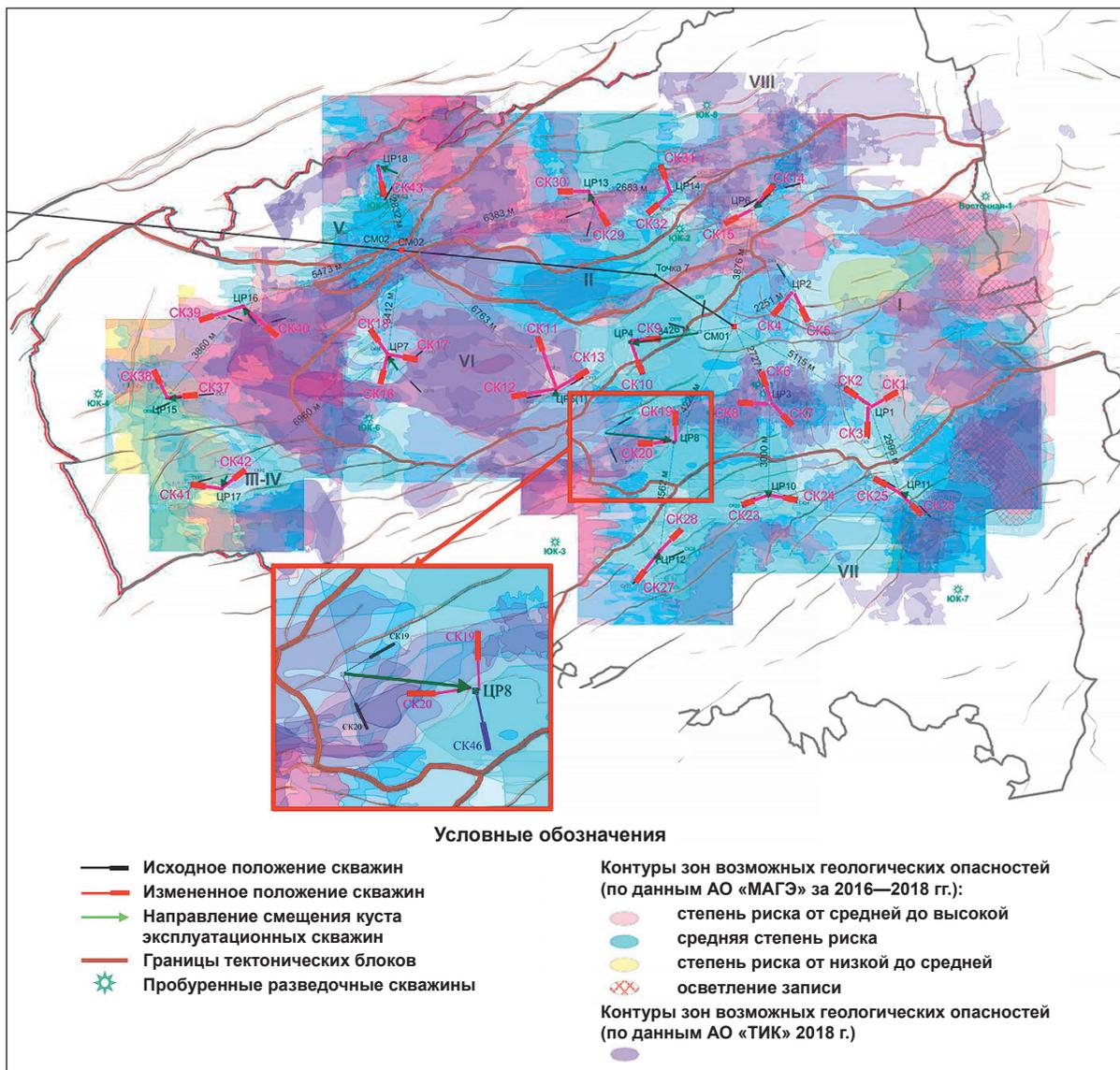


Рис. 7. Скорректированная схема размещения центров разбуривания на карте распространения мелкозалегающего газа на Южно-Кириномском месторождении (ООО «Газпром ВНИИГАЗ») / Fig. 7. Adjusted layout of drilling centers on the distribution map of shallow gas at the Yuzhno-Kirinskoye field (Gazprom VNIIGAZ LLC)

решения, а создание методики автоматизированного проектирования систем разработки морских месторождений в условиях Арктики необходимо как для наращивания ресурсной базы углеводородов, так и для успешной добычи нефти и газа.

Заключение

На основе комплекса проведенных исследований авторы сформулировали рекомендации, в которых показано, что для повышения эффективности и безопасности освоения морских нефтегазовых месторождений Арктической и Субарктической зон необходимо:

- учитывать распространение мелкозалегающего газа в ВЧР уже на начальном этапе освоения месторождений;

- повышать точность прогнозирования наличия мелкозалегающего газа в ВЧР путем совершенствования геофизического оборудования, программных средств обработки и интерпретации сейсмических данных;
- проводить планомерные детальные геофизические исследования не только на отдельных площадях, подготавливаемых к глубокому бурению, или вдоль трасс проектируемых трубопроводов, но и на всей площади месторождения;
- создать методику автоматизированного проектирования систем разработки морских месторождений с учетом неопределенности геолого-геофизической информации, наличия мелкозалегающего газа и организационно-технических факторов.

Реализация указанных рекомендаций позволит повысить экономическую эффективность освоения морских нефтегазовых месторождений Арктики за счет сокращения сроков ввода их в эксплуатацию, обеспечить поставки нефти и газа на внутренний и зарубежные рынки при соблюдении экологических требований законодательства.

Благодарность

Авторы выражают особую признательность ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»: заместителю генерального директора — главному геологу Р. Р. Шакурову и специалистам отделов геологии и разработки за консультации и предоставленную информацию.

Литература/References

1. Богоявленский В. И., Янчевская А. С., Богоявленский И. В., Кишанков А. В. Газовые гидраты на акваториях Циркумарктического региона // Арктика: экология и экономика. — 2018. — № 3 (31). — С. 42—55. Bogoyavlensky V. I., Yanchevskaya A. S., Bogoyavlensky I. V., Kishankov A. V. Gas hydrates on the Circum-Arctic Region aquatories. Arctic: Ecology and Economy, 2018, no. 3 (31), pp. 42—55. DOI: 10.25283/2223-4594-2018-3-42-55. (In Russian).
2. King K., Jackson P., Haneveld C. et al. Time and Depth Over Giant Lunskeye Gas Field, Offshore Sakhalin Island, Russian Federation. SPE-102654-MS presented at the SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, October 3—6, 2006. Available at: <https://doi.org/10.2118/102654-MS>.
3. Дзюбло А. Д., Воронова В. В., Перекрестов В. Е. Исследование приповерхностного газа шельфа о. Сахалин и минимизация рисков при строительстве морских скважин // Вестн. Ассоциации буровых подрядчиков. — 2019. — № 3. — С. 20—25. Dzyublo A. D., Voronova V. V., Perekrestov V. E. Investigation of shallow gas on the Sakhalin shelf and minimisation of risks during offshore well construction. Bull. of the Association of Drilling Contractors, 2019, no. 3, pp. 20—25. (In Russian).
4. Дзюбло А. Д., Перекрестов В. Е., Белозеров А. А. Возникновение и методы ликвидации открытого фонтанирования морских скважин с подводным расположением устья // Безопасность труда в пром-сти. — 2023. — № 7. — С. 7—15. Dzyublo A. D., Perekrestov V. E., Belozеров A. A. Subsea Wells Blowout Occurrence and Methods of Source Control. Occupational Safety in Industry, 2023, no. 7, pp. 7—15. DOI: 10.24000/0409-2961-2023-7-7-15. (In Russian).
5. OGP “Guidelines for the conduct of offshore drilling hazard site surveys”. Report no. 373-18-1, April 2013, Version 1.2. OGP, 2013, 32 p. Available at: <https://geOmlib.com/papers/Guide/IOGP/373-18-1.pdf>.
6. Дзюбло А. Д., Алексеева К. В., Перекрестов В. Е., Сян Хуа. Природные и техногенные риски при освоении нефтегазовых месторождений на шель-

фе арктических морей // Безопасность труда в пром-сти. — 2020. — № 4. — С. 74—81.

Dzyublo A. D., Alekseeva K. V., Perekrestov V. E., Xiang Hua. Natural and technogenic risks in the development of oil and gas fields on the shelf of the Arctic seas. Occupational Safety in Industry, 2020, no. 4, pp. 74—81. DOI: 10.24000/0409-2961-2020-4-74-81. (In Russian).

7. SN NORSOK D-010:2013. Well integrity in drilling and well operations. Rev. 4, June 2013. Available at: <https://www.npd.no/globalassets/1-pd/regelverk/skje-ma/bronnregistreing/eng/norsok-d-010-2013-well-integrity-and-well-operations-rev-4.pdf>.

8. Loss of Well Control Occurrence and Size Estimators. ExproSoft report ES201471. Available at: <https://www.bsee.gov/sites/bsee.gov/files/tap-technical-assessment-program/765aa.pdf>.

9. Богоявленский В. И., Керимов В. Ю., Ольховская О. О. Опасные газонасыщенные объекты на акваториях Мирового океана: Охотское море // Нефтяное хоз-во. — 2016. — № 6. — С. 43—47.

Bogoyavlensky V. I., Keromov V. Yu., Olkhovskaya O. O. Dangerous gas-saturated objects in the world ocean: the Sea of Okhotsk. Neftyanoe khozyaystvo [Oil Industry], 2016, no. 6, pp. 43—47. (In Russian).

10. Р Газпром 7.3-053-2021 Строительство скважин с использованием плавучих буровых установок и буровых судов. Руководство по бурению пилотного ствола для проверки наличия приповерхностного (неглубоко залегающего) газа. Утв. ПАО «Газпром» 13.09.2021 № 7.3-053-2021. Available at: <https://cntd.ru/techexpert>.

R Gazprom 7.3-053-2021 Well construction using floating drilling rigs and drilling ships. Guidelines for drilling a pilot borehole to check the presence of near-surface (shallow) gas. (Approved by Gazprom PJSC dated 09/13/2021 no. 7. 3-053-2021). Available at: <https://cntd.ru/techexpert>. (In Russian).

11. Хоштария В. Н., Вовк Н. В., Наташкин И. И., Маммадов С. М. Строительство скважин на шельфе в условиях геологических осложнений, связанных с верхней придонной частью осадочного чехла // Вестн. Ассоциации буровых подрядчиков. — 2016. — № 4. — С. 7—12.

Khoshtaria V. N., Vovk N. V., Natashkin I. I., Mammadov S. M. Offshore well construction in the conditions of geological complications associated with the upper benthic part of the sedimentary cover. Bull. of the Association of Drilling Contractors, 2016, no. 4, pp. 7—12. (In Russian).

12. Петренко В. Е., Оганов Г. С., Свиридова Т. А. Приповерхностный газ: риски и варианты технико-технологических решений при проектировании и строительстве скважин на морском шельфе // Оборудование и технологии для нефтегаз. комплекса. — 2017. — № 2. — С. 21—27.

Petrenko V. E., Oganov G. S., Sviridova T. A. Shallow gas: risks and options for technical and technological solutions in the design and construction of wells on the

sea shelf. Equipment and technologies for oil and gas complex, 2017, no. 2, pp. 21—27. (In Russian).

13. *Богоявленский В. И., Богоявленский И. В.* Природные и техногенные угрозы при поиске, разведке и разработке месторождений углеводородов в Арктике // *Минер. ресурсы.* — 2018. — № 2. — С. 60—70. *Vogoyavlensky V. I., Bogoyavlensky I. V.* Natural and technogenic threats in the search, exploration and development of hydrocarbon deposits in the Arctic. *Mineral Resources*, 2018, no. 2, pp. 60—70. (In Russian).

14. *Богоявленский В. И., Кишанков А. В., Казанин А. Г.* Неоднородности верхней части разреза осадочной толщи Восточно-Сибирского моря: залежи газа и следы ледовой экзарации // *Докл. Рос. акад. наук. Науки о Земле.* — 2022. — Т. 505, № 1. — С. 5—10. *Vogoyavlensky V. I., Kishankov A. V., Kazanin A. G.* Heterogeneities in the Upper Part of the Section of the Sedimentary Cover of the East Siberian Sea: Gas Accumulations and Signs of Ice Gouging. *Doklady Earth Sciences [Pleiades Publishing]*, 2022, vol. 505, pt. 1, pp. 411—415. DOI: 10.1134/S1028334X22070042.

15. *Рокос С. И.* Инженерно-геологические особенности приповерхностных зон аномально высокого пластового давления на шельфе Печорского и южной части Карского морей // *Инженер. геология.* — 2008. — № 4. — С. 22—28.

Rokos S. I. Engineering-geological features of shallow zones of anomalously high formation pressure on the shelf of the Pechora Sea and the southern part of the Kara Sea. *Engineering Geology*, 2008, no. 4, pp. 22—28. (In Russian).

16. *Дзюбло А. Д., Алексеева К. В.* Инженерно-геологические условия обустройства акваториальной части Крузенштернского месторождения в Карском море // *Арктика: экология и экономика.* — 2020. — № 1 (37). — С. 95—108.

Dzyublo A. D., Alekseeva K. V. Engineering and geological conditions for the development of the aquatorial part of the Kruzenshtern field in the Kara Sea. *Arctic: Ecology and Economy*, 2020, no. 1 (37), pp. 95—108. DOI: 10.25283/2223-4594-2020-1-95-108. (In Russian).

17. *Казанин А. Г., Казанин Г. С., Иванов Г. И., Саркисян М. В.* Инновационные технологии при выполнении инженерно-геологических работ на континентальном шельфе // *Науч. журн. Рос. газового о-ва.* — 2016. — № 4. — С. 25—30.

Kazanin A. G., Kazanin G. S., Ivanov G. I., Sarkisyan M. V. Innovative technologies in engineering and geological works on the continental shelf. *Scientific J. of the Russian Gas Society*, 2016, no. 4, pp. 25—30. (In Russian).

18. *Дзюбло А. Д., Воронова В. В.* Исследования механизмов возникновения опасных природных явлений при освоении нефтегазовых месторождений на шельфе арктических и субарктических морей // *Безопасность труда в пром-сти.* — 2019. — № 4. — С. 69—77.

Dzyublo A. D., Voronova V. V. Studies of mechanisms of occurrence of hazardous natural phenomena during the development of oil and gas fields on the shelf of

the Arctic and subarctic seas. *Occupational Safety in Industry*, 2019, no. 4, pp. 69—77. DOI: 10.24000/0409-2961-2019-4-69-77. (In Russian).

19. Технический отчет ОАО «МАГЭ» о строительстве разведочной скважины № 8 Южно-Киринского месторождения в акватории Охотского моря с использованием ППБУ «SONGA VENUS». Результаты инженерных изысканий. — Кн. 1: Пояснительная записка. Инженерно-геологические изыскания. — М., 2014.

Technical report of JSC MAGE for construction of exploration well no. 8 of the Yuzhno-Kirinskoye field in the Sea of Okhotsk using SONGA VENUS FPSO. Results of engineering surveys. Book 1. Explanatory note. Engineering and geological surveys. Moscow, 2014. (In Russian).

20. *Дзюбло А. Д., Алтухов Е. Е., Бенько Г. А.* Приповерхностный газ как риск при освоении нефтегазовых месторождений в Обской и Тазовской губах Карского моря // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море.* — 2021. — № 6 (342). — С. 52—58.

Dzyublo A. D., Altukhov E. E., Benko G. A. Shallow gas as a risk in the development of oil and gas fields in the Ob and Taz bays of the Kara Sea. *Construction of oil and gas wells on land and sea*, 2021, no. 6 (342), pp. 52—58. DOI: 10.33285/0130-3872-2021-6(342)-52-58. (In Russian).

21. Отчет об устойчивом развитии за 2023 год ООО «Сахалинская Энергия». — URL: <https://www.sakhalinenergy.ru/upload/iblock/be1/y187rt7xtsstlz7zx11cbtjpruuiwnfx/Report-2022.pdf>.

Sakhalin Energy LLC Sustainability Report 2023. Available at: <https://www.sakhalinenergy.ru/upload/iblock/be1/y187rt7xtsstlz7zx11cbtjpruuiwnfx/Report-2022.pdf>. (In Russian).

22. *Оганов А. С., Надеин В. А.* К проблеме возникновения межколонного давления в нефтегазовой скважине // *Оборудование и технологии для нефтегаз. комплекса.* — 2014. — № 5. — С. 29—34.

Oganov A. S., Nadein V. A. To the problem of intercolumn pressure in an oil and gas well. *Equipment and technologies for oil and gas complex*, 2014, no. 5, pp. 29—34. (In Russian).

23. Lunskeye-8 Petroleum Engineering End of Well Report. No. 4100-S-00-97-T-0026-00-E. March, 2007, p. 77.

24. *Ross L., King K., Bodewitz G. et al.* Seismically Based Integrated Reservoir Modelling, Lunskeye Field, Offshore Sakhalin, Russian Federation. Paper SPE-102650-MS presented at the SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2006. Available at: <https://DOI.org/10.2118/102650-MS>.

25. *Pleasant C., Joseph B., Glynn J. et al.* Successful Installation of a Completion System for Gas Migration Prevention. Paper OTC-24831-MS presented at the Offshore Technology Conference-Asia, Kuala Lumpur, Malaysia, March 2014. Available at: <https://DOI.org/10.4043/24831-MS>.

26. Петренко В. Е., Нуриев М. Ф. Направления развития технологий и оборудования для освоения морских лицензионных участков // Проектирование и разработка нефтегаз. месторождений. — 2022. — № 4. — С. 12—19.
Petrenko V. E., Nuriev M. F. Directions of development of technologies and equipment for the development of offshore licence areas. Design and development of oil and gas fields, 2022, no. 4. pp. 12—19. (In Russian).
27. Нуриев М. Ф., Шевелев М. Б., Семенов Ю. В. и др. Геологические условия верхней части разреза на месторождениях северо-восточного шельфа Охотского моря // Газ. пром-сть. — 2019. — № 8 (788). — С. 56—65.
Nuriev M. F., Shevelev M. B., Semyonov Yu. V., Ershov N. A., Liskovy P. N. Geological conditions of the upper part of the section at the fields of the north-eastern shelf of the Sea of Okhotsk. Gas Industry, 2019, no. 8 (788), pp. 56—65. (In Russian).
28. Шевелев М. Б. Опыт освоения морских месторождений в Охотском море и в Арктике // Газ. пром-сть. — 2022. — Спецвып. № 2. — С. 10—18.
Shevelev M. B. Experience of offshore fields development in the Sea of Okhotsk and in the Arctic. Gas Industry, 2022, special iss. no. 2, pp. 10—18. (In Russian).
29. Гереш Г. М. Роль доразведки в процессе эксплуатационного разбуривания месторождений шельфа о. Сахалин // Вести газ. науки. — 2020. — № 3 (45). — С. 32—39.
Geresh G. M. Role of additional exploration in the process of production drilling of offshore fields on Sakhalin Island. Vesti gazovoi nauki, 2020, no. 3 (45), pp. 32—39. (In Russian).
30. Лексин В. К. Комплексирование геофизических методов для выявления опасных геологических процессов при строительстве нефтегазопромысловых сооружений на шельфе острова Сахалин: Дис. ... канд. геол.-минерал. наук, 2022. — 107 с.
Leksin V. K. Complementation of geophysical methods for revealing of dangerous geological processes during the construction of oil and gas field structures on the shelf of Sakhalin Island: Diss. candidate of geological and mineralogical sciences. Moscow, 2022, 107 p. (In Russian).
31. Кишанков А. В. Потенциальная газоносность верхней части разреза акваторий арктических регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока России. Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. — М., 2023. — 24 с.
Kishankov A. V. Potential gas content of the upper part of the section of water areas of the Arctic regions of Eastern Siberia and the Russian Far East. Abstr. diss. ... candidate of geological and mineralogical sciences. Moscow, 2023, 24 p. (In Russian).
32. Шустер В. Л., Дзюбло Д. А. Обоснование перспектив открытия крупных нефтегазовых скоплений в юрских и доюрских отложениях на шельфе Карского моря // Георесурсы. — 2023. — Т. 25, № 1. — С. 67—74.
Shuster V. L., Dzyublo D. A. Justification of prospects for discovery of large oil and gas accumulations in Jurassic and pre-Jurassic sediments on the Kara Sea shelf. Georesursy, 2023, vol. 25, no. 1, pp. 67—74. DOI: 10.18599/grs.2023.1.8. (In Russian).
33. Ермолаев А. И., Ибрагимов И. И. Модели рационального размещения скважин при разработке газоконденсатных месторождений // Тр. Ин-та проблем управления РАН. — 2006. — Т. 27. — С. 118—123.
Ermolaev A. I., Ibragimov I. I. Models of rational well placement for gas and condensate fields development. Proceedings of the Institute of Control Sciences RAS, 2006, vol. 27, p. 118—123. (In Russian).
34. Ермолаев А. И., Кувичко А. М., Латипов А. Р., Пучковский С. А. Формирование рациональных схем размещения добывающих скважин на газовой залежи // Тр. Рос. гос. ун-та нефти и газа им. И. М. Губкина. — 2021. — № 3 (304). — С. 34—44.
Ermolaev A. I., Kuvichko A. M., Latipov A. R., Puchkovsky S. A. Formation of rational schemes of producing wells placement on a gas deposit. Proceedings of the Gubkin University, 2021, no. 3 (304), pp. 34—44. DOI: 10.33285/2073-9028-2021-3(304)-34-44. (In Russian).

Информация об авторах

Дзюбло Александр Дмитриевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заместитель заведующего кафедрой освоения морских нефтегазовых месторождений по научной работе, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина (119991, Москва, Ленинский просп., д. 65), e-mail: dzyublo.a@gubkin.ru.

Ермолаев Александр Иосифович, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина (119991, Москва, Ленинский просп., д. 65), e-mail: ermolaev.a@gubkin.ru.

Гереш Галина Михайловна, главный геолог, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (195112, Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский просп., д. 45), e-mail: galina_geresh@mail.ru.

Перекрестов Виктор Евгеньевич, аспирант кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина (119991, Москва, Ленинский просп., д. 65), e-mail: perekrestov_viktor@mail.ru.

SHALLOW GAS INFLUENCE OF ON DESIGN DECISIONS FOR THE DEVELOPMENT OF GAS CONDENSATE FIELDS ON THE SHELF OF THE ARCTIC AND SUBARCTIC SEAS

Dzyublo, A. D.^{1,2}, Ermolaev, A. I.¹, Geresh, G. M.³, Perekrestov, V. E.¹

¹ Gubkin University (Moscow, Russian Federation)

² Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences (Moscow, Russian Federation)

³ Gazprom VNIIGAZ LLC (Moscow, Russian Federation)

The article was received on January 15, 2024

For citing

Dzyublo A. D., Ermolaev A. I., Geresh G. M., Perekrestov V. E. Shallow gas influence of on design decisions for the development of gas condensate fields on the shelf of the Arctic and subarctic seas. *Arctic: Ecology and Economy*, 2024, vol. 14, no. 2, pp. 192—204. DOI: 10.25283/2223-4594-2024-2-192-204. (In Russian).

Abstract

The article discusses issues related to shallow gas influence on design decisions for the development of offshore oil and gas condensate fields. The authors show the presence and distribution of shallow gas accumulations in the upper part of the geological section and its influence on the quality of seismic surveys. The release of shallow gas has caused many serious accidents at offshore drilling rigs and oil and gas production platforms. The main danger of shallow gas deposits is when drilling intervals for the conductor and surface casing due to the lack of blowout equipment at the wellhead. The authors analyze the areal and depth distribution of shallow gas in the Arctic and subarctic seas, and find out that small deposits of several hundred meters in size are most common. The main methods of detecting and studying shallow gas accumulations above gas-bearing structures are high-resolution seismic exploration, drilling of engineering-geological wells and pilot holes with well logging. The researchers reveal the main features of the wave pattern indicating the gas saturation in the upper part of the section. They present the main technical solutions for the development of the Lunsky, Kirinsky and Yuzhno-Kirinsky oil and gas condensate fields located on the self of Sakhalin Island and suggest changes in design solutions during their development in view of the shallow gas presence in the upper part of the geological section. The authors substantiate the need to create Russian software systems and methods of automated design for developing offshore oil and gas fields in the Arctic, taking into account geological and geophysical uncertainty, the shallow gas presence and technical factors.

Keywords: *Arctic, shallow gas, seismic survey, geological section, shelf, Sea of Okhotsk, offshore drilling, field development, methodology.*

Acknowledgements

The authors express special gratitude to Gazprom Dobycha Shelf Yuzhno-Sakhalinsk LLC: Deputy General Director — Chief Geologist R. R. Shakurov and specialists from the Geology and Development Departments for consultations and information provided.

Information about the authors

Dzyublo, Alexander Dmitrievich, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Deputy Head of the Department of Development of Offshore Oil and Gas Fields for Scientific Work, Gubkin University (65, Leninsky prosp., Moscow, Russia, 119991), e-mail: dzyublo.a@gubkin.ru.

Ermolaev, Alexander Iosifovich, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Gas and Gas Condensate Field Development and Operation, Gubkin University (65, Leninsky prosp., Moscow, Russia, 119991), e-mail: ermolaev.a@gubkin.ru.

Geresh, Galina Mikhailovna, Chief Geologist, Gazprom VNIIGAZ LLC, (45, inner-city territory of the city, Malaya Okhta municipal district, Malookhtinsky Ave., St. Petersburg, Russia, 195112), e-mail: galina_geresh@mail.ru.

Perekrestov, Viktor Evgenievich, post-graduate student, Development and Operation of Offshore Oil and Gas Fields Department, Gubkin University (65, Leninsky prosp., Moscow, Russia, 119991), e-mail: perekrestov_viktor@mail.ru.

© Dzyublo A. D., Ermolaev A. I., Geresh G. M., Perekrestov V. E., 2024