

УДК 550.8

*В.И. Богоявленский¹; В.Ю. Керимов²; О.О. Ольховская¹; Р.Н. Мустаев², e-mail: r.mustaev@mail.ru*¹ Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН) (Москва, Россия).² Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина (Москва, Россия).

Повышение эффективности и безопасности поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа на акватории Охотского моря

Повышение эффективности и безопасности поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа, оценка ресурсного потенциала в морских акваториях зависят от правильности выбора геологической модели перспективного района, участка или площади. Авторами установлено, что на любом из этапов нефтегазопроисковых работ необходимо создание цифровой бассейновой модели, представляющей собой рабочую гипотезу, в рамках которой весь комплекс накопленной геологической информации систематизирован и анализируется с единых методологических позиций. Изучены принципиальная схема процесса изучения и освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа и технологический цикл геологоразведочного процесса. Показаны основные зоны распространения газовых карманов и газогидратов в Охотском море. Доказан высокий уровень газонасыщенности терригенных отложений плиоцена, представляющих опасность для производства буровых работ. Полученные результаты однозначно свидетельствуют о возможности извлечения важной дополнительной геолого-геофизической информации о неоднородностях в строении верхней части разреза и необходимости активизации комплексных исследований с развитием геоинформационных систем для повышения безопасности поиска, разведки и разработки месторождений на море и суше.

Ключевые слова: безопасность, эффективность, Охотское море, разведка и разработка месторождений.

.....

*V.I. Bogoyavlensky¹; V.Yu. Kerimov²; O.O. Olkhovskaya¹; R.N. Mustae², e-mail: r.mustaev@mail.ru*¹ Oil and Gas Research Institute of Russian academy of Sciences (OGRI RAS) (Moscow, Russia).² Gubkin Russian State Oil and Gas University (National Research University) (Moscow, Russia).

Improving the efficiency and safety prospecting, exploration and development of oil and gas in the sea of Okhotsk

Efficiency and safety improvement of prospecting, exploration and development of oil and gas fields and resource potential evaluation in marine waters depend on the correct selection of perspective district, region or area geological model. The authors found that at any stage of oil and gas exploration it is necessary to create a digital model of the basin that represents a working hypothesis where the whole complex of accumulated geological information is systematized and analysed by a unified methodological positions. A schematic diagram of the study of hydrocarbon resources process and development of the continental shelf and the process cycle of geological survey process were studied. The basic zones of gas pockets and gas hydrates distribution in the Sea of Okhotsk are specified. A high level of gas saturation of Pliocene clastic sediments, representing a danger for drilling operations was proved. Obtained results clearly indicate the possibility of extracting significant additional geological and geophysical information about the irregularities in the structure of the upper part of the section, and the need to intensify complex research survey with the development of geographic information systems to improve the safety of search, exploration and development in the sea and on land.

Keywords: safety, efficiency, Sea of Okhotsk, exploration and development.

Повышение эффективности и безопасности поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа, а также экологическая безопасность в морских акваториях представляют большой научно-практический интерес [1–7]. Геологическую и экономическую эффективность каждого из циклов морских геологоразведочных работ на нефть и газ можно рассмотреть в виде принципиальной схемы процесса изучения и освоения углеводородных ресурсов на морских акваториях, которая представляется в образе минерально-сырьевого «коромысла» [19], одно плечо которого соответствует циклу воспроизводства ресурсов, а другое – циклу его потребления (рис. 1).

Эта схема иллюстрирует необходимость поддержания баланса между потреблением невозобновляемого вида сырья (т. е. объемом его извлечения из недр и списания, или «погашения» запасов) и воспроизводством в результате геологоразведочных работ, уравнивающим извлеченное сырье не только по приращенному объему, но и по качеству (т. е. по эксплуатационным характеристикам и рентабельности разработки новых месторождений). Такая необходимость является условием поддержания минерально-сырьевой, а вслед за ней – энергетической и экономической безопасности, определяющих возможность устойчивого развития как отдельно взятой нефтегазодобывающей компании, так и целого государства. Цикл работ, показанный на схеме (рис. 1), является преимущественно циклом капитальных затрат с отложенным экономическим эффектом. В фактическом (реальном) материальном и финансовом выражении этот эффект может быть получен только при условии открытия месторождения, расчета стоимости его запасов в недрах и подтверждения этой стоимости государственным (национальным) или международным аудитом запасов. До наступления этой фазы может быть оценен либо геологический эффект (т. е. объем выполненных работ,



Рис. 1. Принципиальная схема процесса изучения и освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа (минерально-сырьевое «коромысло») [19]

Fig. 1. Schematic diagram of the process of exploration and development of hydrocarbon resources of the continental shelf (the mineral resource “rocker”) [19]

получение новой ценной геологической информации, прирост прогнозных ресурсов в объемах, оцениваемых по категории D), либо условный экономический эффект.

Для повышения эффективности и безопасности поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа на морских акваториях предприятия добычного цикла стремятся сосредоточить свои интересы преимущественно в районах наименьших геологических рисков [10, 11], где в той или иной степени исследованы основные черты геологического строения, доказана принципиальная нефтегазоносность разреза, установлены перспективные комплексы и вероятные ловушки углеводородов и, по возможности, сделаны первые коммерческие открытия.

В числе рисков, сопутствующих морским геологоразведочным работам на нефть и газ, одними из основных являются геологические риски, основу которых составляет подтверждаемость ресурсной базы, т. е. соответствие результатов геологоразведочных работ по объему и качеству запасов выявленного месторождения оценкам, которые были

даны перспективной площади (району, области, провинции) до начала бурения. Различия имеются как по степени изученности площади акваторий геофизическими методами, т. е. по плотности сети геофизических наблюдений, так и по глубине изученного геофизикой и бурением разреза. В одной и той же акватории нередко соседствуют районы, и очень хорошо изученные по площади и по разрезу, и изученные весьма слабо, с различной плотностью наблюдений по верхней и нижней частям разреза. Подтверждаемость оценки ресурсного потенциала напрямую зависит от правильности выбора геологической модели перспективного района, участка или площади. Правильность модели, в свою очередь, зависит от полноты и качества используемой для ее построения геологической информации, которые определяются состоянием изученности участка и прилегающих районов, и от правильности истолкования этой информации. Недосток какого-либо звена исходной информации неизбежно ведет к построению ущербной, низкокачественной геологической модели (района, участка или площади), ошиб-

Ссылка для цитирования (for citation):

Богоявленский В.И., Керимов В.Ю., Ольховская О.О., Мустаев Р.Н. Повышение эффективности и безопасности поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа на акватории Охотского моря // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 10. С. 24–32.

Vogoyavlensky V.I., Kerimov V.Yu., Olkhovskaya O.O., Mustaev R.N. Improving the efficiency and safety prospecting, exploration and development of oil and gas in the sea of Okhotsk (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2016. No. 10, P. 24–32.

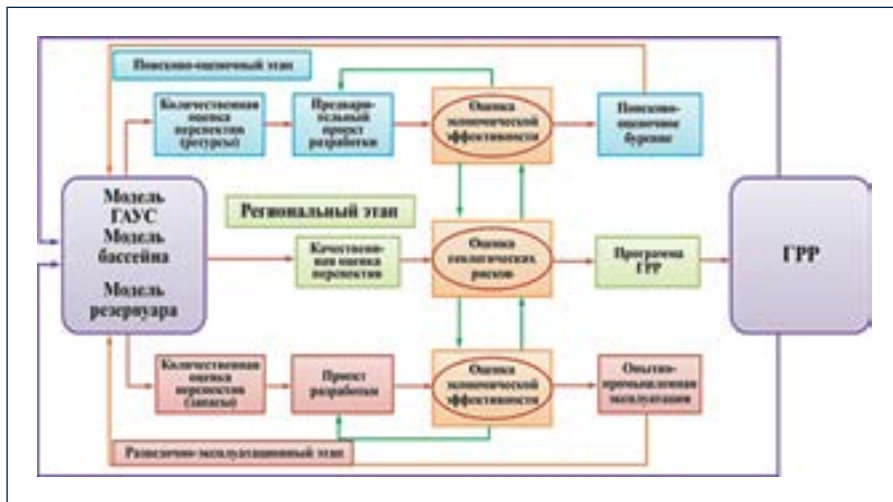


Рис. 2. Технологический цикл геологоразведочного процесса [13]

Fig. 2. Process cycle of geological prospecting process [13]

кам в прогнозе потенциала района и, соответственно, низкой эффективности поисков, разведки и разработки месторождений. Большое значение для оценки рисков имеет и разбуренность акваторий поисково-оценочными скважинами.

Повышению эффективности и безопасности поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа на акватории на любом из этапов нефтегазопроисковых работ способствует создание цифровой бассейновой модели (или модели генерационно-аккумуляционных углеводородных систем – ГАУС), представляющей собой рабочую гипотезу, в рамках которой весь комплекс накопленной геологической информации систематизирован и анализируется с единых методологических позиций. Это позволяет осуществлять наиболее качественный прогноз нефтегазоносности, соответствующий каждому из этапов исследований, и по мере получения новых данных уточнять модель, а вместе с ней и прогноз нефтегазоносности [12–16]. С учетом необходимости применения методов и технологий бассейнового моделирования современный эффективный геологоразведочный процесс должен представлять собой технологический цикл, включающий несколько циклов (рис. 2).

По мере накопления достаточного количества геологической информации появляется возможность не только уточнить бассейновую модель, но так-

же разработать модель или ряд моделей входящих в его состав ГАУС. Это, в свою очередь, позволяет перейти от качественного к количественному (на уровне ресурсов) прогнозу нефтегазоносности и задуматься об экономической целесообразности дальнейшего изучения региона. Для этого создается предварительный проект разработки возможной залежи (месторождения) и выполняется оценка экономической эффективности освоения с учетом геологических рисков. Повышение эффективности возможно за счет уменьшения затрат на разработку (например, на основе применения новых технологий), а также за счет снижения геологических рисков, что достигается за счет дополнительных объемов геологоразведочных работ для решения специальных задач.

Основу современного технологического цикла составляют два базовых элемента (цифровая модель бассейна и ГАУС и геологоразведочные работы) и два ключевых, к которым относятся оценка рисков, позволяющая обоснованно оптимизировать затраты и увеличивать эффективность геологоразведочных работ, и связанная с ней оценка экономической эффективности геологоразведочного проекта. Экономический аспект особенно актуален в современных условиях с существенным удорожанием всех стадий геологоразведочного процесса, которое обусловлено переходом к изучению и освоению морских

месторождений и выходом во все более глубоководные провинции, а также на месторождения, залегающие на больших глубинах и во все более сложных горно-геологических условиях.

Таким образом, численный вариант бассейнового моделирования – это еще один эффективный современный инструмент в руках геолога, позволяющий обобщать и анализировать на предмет непротиворечивости большие объемы разнообразной геологической информации, формировать сбалансированные комплексные геологические и нефтегазогеологические модели локального осадочного бассейна (или его части), проверять отдельные гипотезы, касающиеся его строения и развития, на соответствие общей геологической модели, тем самым повышая эффективность и безопасность поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа на акваториях [12–16].

Одним из полезных источников информации о неглубоко расположенных разнообразных неоднородных объектах в верхней части разреза (ВЧР, отложения на глубинах до 500–700 м от дна) являются временные и глубинные динамические разрезы отраженных волн, построенные при обработке стандартных материалов методом общей глубинной точки (МОГТ), отработанных по системам региональных и локальных профилей при нефтегазопроисковых исследованиях. Дополнительная полезная информация может быть получена при обработке записей преломленных волн, регистрируемых в первых вступлениях при сейсмопрофилировании МОГТ [8]. Надежность выделения неоднородных объектов зависит от частоты возбуждаемых колебаний, характеристик сейсмокок (в основном – от шага между каналами) и графа обработки, ориентированного, главным образом, на выделение целевых нефтегазоносных горизонтов на глубинах свыше 1,5–2,0 км. Нередко за счет жесткого применения процедуры мьютинга важная информация о ВЧР может быть полностью утеряна или низкая кратность прослеживания верхних горизонтов не позволит провести анализ скоростей и надежную интерпретацию результирующих разрезов.

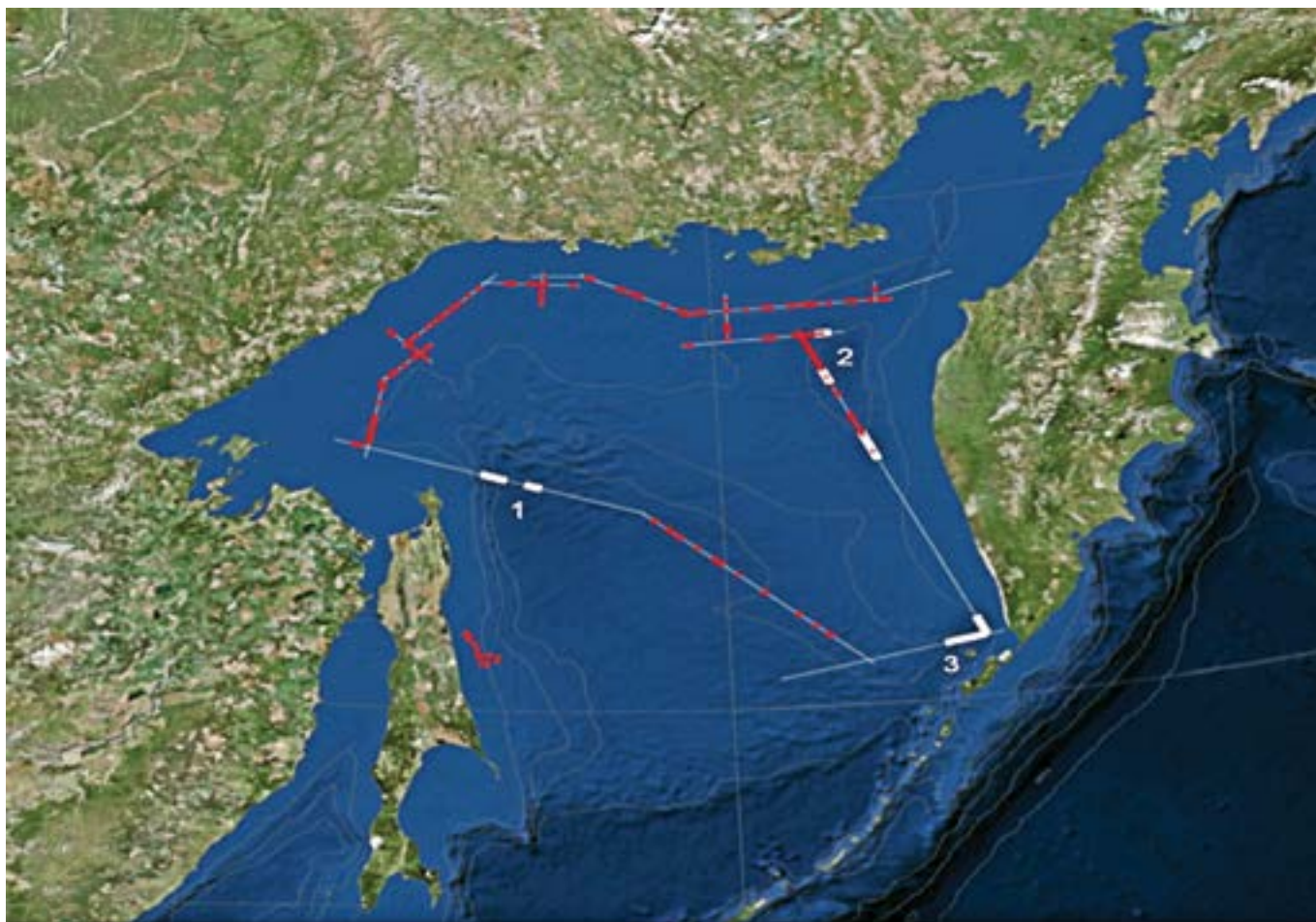


Рис. 3. Зоны распространения газовых карманов и газогидратов (красный и белый цвета) в Охотском море, выявленные при анализе региональных сейсмопрофилей МОГТ (линии серого цвета). Условные обозначения: впадины Дерюгина – 1 и ТИНРО – 2, о. Парамушир – 3

Fig. 3. The areas of gas pockets and gas hydrates (red and white) distribution in the Sea of Okhotsk, identified in the analysis of regional seismic CDP (grey line). Symbols: Deriugina depression – 1, TINRO depression – 2, the island Paramushiro – 3

Наиболее сильное влияние на регистрируемые сейсмические волновые поля оказывают газонасыщенные отложения и сформировавшиеся залежи свободного газа (газовые карманы – от англ. gas pockets) и газогидратов, газонасыщенные каналы грязевых вулканов [4–7, 9, 17, 20 и др.]. При этом на материалах сейсмических исследований в ВЧР часто прослеживаются субвертикальные разрывы сейсмических отражающих горизонтов, соответствующие каналам миграции газа (газовые трубы – от англ. gas pipes, gas chimneys), уходящим на большие глубины. Эти каналы нередко имеют выход на дне в виде локальных впадин – воронок, называемых в зарубежной научной литературе покмарками (rockmarks) [20].

По данным высокоразрешающей сейсморазведки, эхолотов и другого ги-

дроакустического оборудования в водной толще часто наблюдаются выходящие из донных отложений потоки газа – газовые факелы, или сипы (gas flares/seeps), регистрируемые во многих морях Мирового океана (В.И. Богоявленский, 2015). На акваториях арктических морей и на прилегающей суше на многих участках, в том числе на крупных площадях свыше 1 x 1 км, наблюдается мощная дегазация [2–8, 17, 20, 21 и др.]. В зимнее время в районах дегазации можно наблюдать вмерзшие в лед пузыри газа, незамерзающие полыньи и пропарины, диаметр которых может достигать нескольких километров, что нередко наблюдается из космоса на озере Байкал. Исследования в Охотском море доказали усиление интенсивности выходов газа при землетрясениях, связанное с повышением проницаемости

субвертикальных трещин и с возможными изменениями термобарических условий, приводящими к диссипации (разложению) залежей газогидрата [9, 17]. При этом разжижаются грунты, нарушаются их прочностные и экраняющие свойства, высвобождаются большие объемы газа из залежей газогидратов и из залежей свободного газа, покрывкой для которых являлись газогидратоносные толщи.

Неглубокие залежи газа часто вносят значительные искажения в регистрируемые волновые поля, что обусловлено большими коэффициентами отражения от кровли газовых залежей, сильным эффектом поглощения проходящих волн и снижением пластовых скоростей в газонасыщенных толщах. При этом формируются «яркие пятна» и «зоны тени» (значительное ослабление или

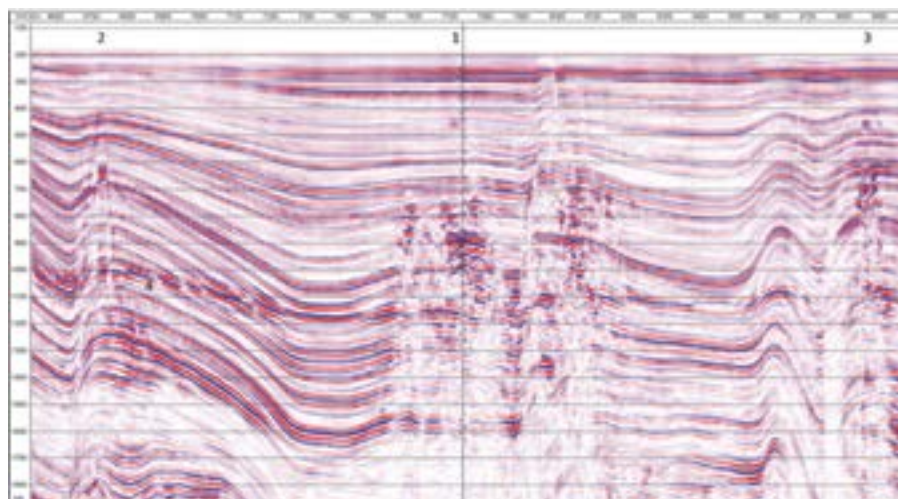


Рис. 4. Фрагмент временного разреза МОГТ 0898331 (ОАО «ДМНГ»)
Fig. 4. Fragment of time section CDP 0898331 (DMNG JSC)

отсутствие регулярных осей синфазности), а также искажаются формы нижележащих отражающих горизонтов, на которых за счет временных задержек формируются псевдопрогибы. Бывали ситуации, когда неучет локальных скоростных неоднородностей при глубинных преобразованиях (миграции) приводил к искаженному построению моделей месторождений и даже к занижению его запасов.

Кроме ухудшения качества материалов газонасыщенные объекты в ВЧР представляют высокую опасность для производства буровых работ. Газовые карманы обычно характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД), особенно при наличии глубинных разломов, обеспечивающих их гидродинамическую связь с глубокими горизонтами. Это подтверждается многочисленными выбросами газа во всем Мировом океане и в Арктике при бурении в районах многолетнемерзлых пород, что многократно приводило к аварийным и катастрофическим ситуациям с гибелью персонала и буровых установок (БУ). Самые распространенные аварии и катастрофы на морских промыслах (44,7 % случаев) связаны именно с фонтанированием углеводородов, чаще всего газообразных (Den Norske Veritas, 2011). Большая часть выбросов (57 %) завершается возгоранием. По данным MMS (Minerals Management Service), в 1980–2006 гг. в мире произошло более 500 выбросов

газа и углеводородных смесей, включая 165 в США. Значительная их часть обусловлена газовыми карманами с АВПД. В 1981 г. в результате выброса газа и газирования воды при бурении скважины с бурового судна (БС) Petromar-5 в Южно-Китайском море БС перевернулось и затонуло. В 1983 г. из-за выброса газа с глубины 511 м на Ракушечной площади в Каспийском море затонула БУ «60 лет Азербайджана». В 1985 г. в Норвежском море в процессе бурения скважины БУ West Vanguard на площади Mikkel произошли мощный выброс и воспламенение газа из неглубокой (300 м) залежи в песчанике, сильно повредившие БУ. В 1995 г. при бурении с БС «Бавенит» (АМИГЭ) инженерно-геологической скважины на подводном гидролакколите в Печорском море произошел выброс газа, создавший серьезную аварийную ситуацию. В мае 2015 г. при бурении инженерной скважины на Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении с глубины около 90 м произошли выброс и возгорание газа, повредившие БУ. Более подробная информация о выбросах газа приведена в работах [2–5, 7].

В целях выявления неоднородностей и опасных объектов в придонных отложениях на шельфе Норвегии и ряда других стран проводятся планомерные целенаправленные детальные исследования ВЧР и рельефа дна с применением высокоразрешающей сейсморазведки, гидролокаторов бокового обзора и дру-

го оборудования. Аналогичные исследования в России носят эпизодический характер и в основном выполняются на отдельных площадях, подготавливаемых к глубокому бурению или вдоль трасс проектируемых подводных трубопроводов.

Один из активно исследуемых нами регионов – Охотское море, особенно его мелководная часть, прилегающая к восточному шельфу о. Сахалин и являющаяся самым развитым морским нефтегазодобывающим регионом России. Здесь ведется нефтегазодобыча на 8 морских месторождениях (около половины разрабатываемых месторождений шельфа России) и проводятся нефтегазопоисковые работы на 23 лицензионных участках. Экстремально сложные природно-климатические условия Охотского моря позволяют его отнести к субарктическим. Ледовое покрытие существует от 110–120 суток на юге до 260 суток на севере моря, а его толщина меняется в диапазоне 40–160 см. Дополнительные сложности возникают из-за высокой сейсмической активности и многочисленных неоднородностей в ВЧР, многие из которых можно выявить на архивных материалах МОГТ. Чередование в ВЧР пластов слабосцементированных песчаников и глин плиоцена (помырская и дерюгинская свиты), наличие разломной тектоники и сейсмическая активность региона способствуют вертикальной миграции газа и формированию небольших залежей газа.

Перечисленные выше неоднородности в ВЧР Охотского моря отображаются на материалах многих сейсмопрофилей МОГТ, отработанных в 1998–2009 гг. ОАО «ДМНГ» после переобработки исходных записей в 2014 г. в ходе выполнения госконтракта РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина с Федеральным агентством по недропользованию (Роснедра). В общей сложности были переобработаны сейсмозаписи по 33 региональным профилям МОГТ общей протяженностью 4249 пог. км, положение которых показано на рис. 3 (линии серого цвета).

На рис. 4 приведен фрагмент временного разреза 0898331, отработанного в 1998 г. на северном шельфе Хабаровского края. На нем в ВЧР на центральном и

краевых участках выделяется несколько аномальных объектов (неоднородностей), интерпретируемых нами по ряду характерных признаков как газовые карманы. За счет значительного газонасыщения центрального (1) участка длиной около 4 км (трассы ОГТ 7590-8230, время – 700–1100 мс) антиклинальное поднятие на времени 1400 мс и ниже приобретает вид синклинали. При этом значительно ухудшается качество прослеживания отражающих горизонтов. Ухудшение качества прослеживания осей синфазности наблюдается и в районах краевых поднятий (2 и 3) (в районах трасс ОГТ 6770 и 8910). На всех трех участках прорывы глубинного газа в ВЧР привели к образованию не одной, а нескольких разноуровневных залежей на времени от 250–450 до 1200 мс, что примерно соответствует диапазону глубин 50–1200 м от дна, глубина которого составляет около 150 м. На 3-м участке с пикетами 8900–8950 на времени около 800 мс задержки из-за прохождения нескольких залежей газа привели к формированию ярко выраженной локальной синклинали. Очевидно, что наличие таких неоднородностей повышает требования к детализации скоростного анализа, что существенно усложняет обработку материалов. На ряде разрезов МОГТ в Охотском море нередко наблюдаются протяженные пологие оси синфазности, секущие и интерферирующие с сейсмическими границами от разнородных пластов. Анализ каротажных материалов ряда скважин («Магаданская-1», «Магаданская-2» и др.) позволил идентифицировать такие оси синфазности как соответствующие границам резких изменений физических свойств кремнисто-терригенных толщ за счет катагенетических преобразований (переход аморфного опала в опал-кристобалит и др.) [18].

При анализе зон потенциального газонасыщения в ВЧР неоднородности, предположительно связанные с газовыми карманами, каталогизировались с тремя критериями достоверности (вероятности): 1 – однозначные, 2 – весьма вероятные, 3 – возможные. Однозначными признавались неоднородности с серией характерных признаков: ярко выраженными осями синфазности от-

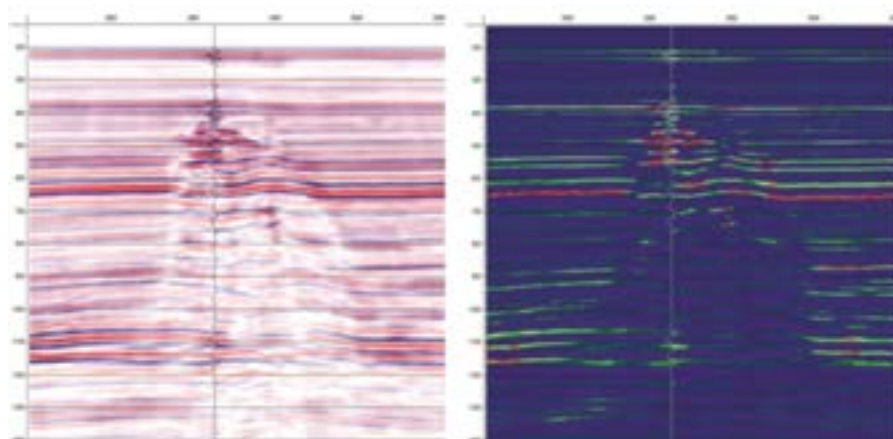


Рис. 5. Газовые карманы на временном разрезе МОГТ 0898103 в районе Магаданского шельфа в двух формах представления сеймотрасс

Fig. 5. Gas pockets on time section CDP 0898103 in the Magadan shelf area in the two forms of representation of traces

раженных волн («яркие пятна»); обращенной формой отраженной волны, являющейся признаком наличия пласта с пониженной скоростью; характерными локальными искажениями временных разрезов, выраженными в появлении осей синфазности, изогнутых вниз; ухудшением прослеживания сейсмических горизонтов ниже неоднородности в ВЧР («зоны тени»).

На рис. 5 приведен фрагмент временного разреза 0898103 на Магаданском шельфе в традиционном представлении положительных и отрицательных фаз сигналов (красный и синий цве-

та) и в цветовой кодировке амплитуд отрицательных фаз, выполненных в программе SeiSee, что позволяет усилить надежность восприятия «ярких пятен» и инвертирования отраженных волн. Выделяемая на рис. 5 неоднородность в строении ВЧР протяженностью около 500 м несет все перечисленные выше признаки, характерные для газовых карманов (категория 1). Причем эффекты настолько ярко выражены и многоступенчаты, что можно с уверенностью говорить о наличии не одного, а нескольких (предположительно 3–4) газовых карманов на 440–600 мс.

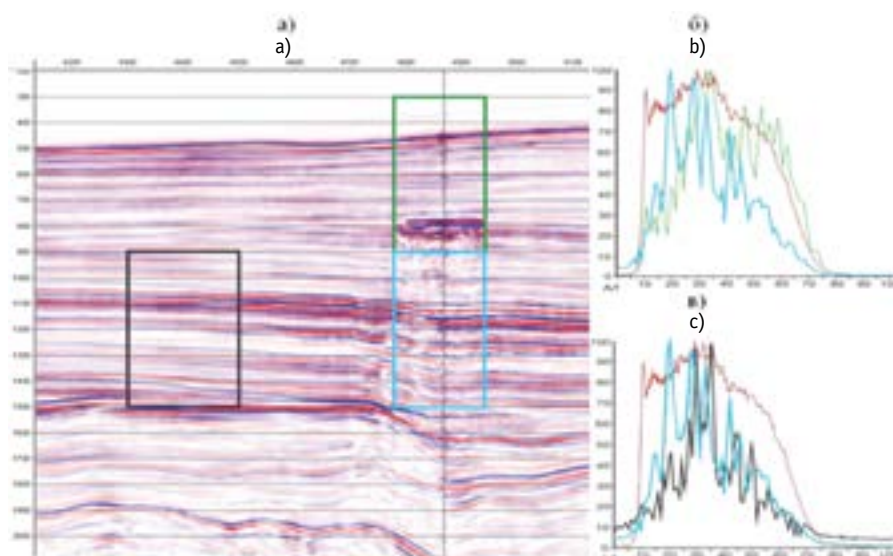


Рис. 6. Фрагмент временного разреза по профилю 0898103 с аномалией типа «яркое пятно» (а) и амплитудно-частотные спектры (б, в) для разных окон

Fig. 6. Fragment of time section on a profile 0898103 with the «bright spot» (a) and amplitude-frequency spectra (b, c) anomaly for different windows

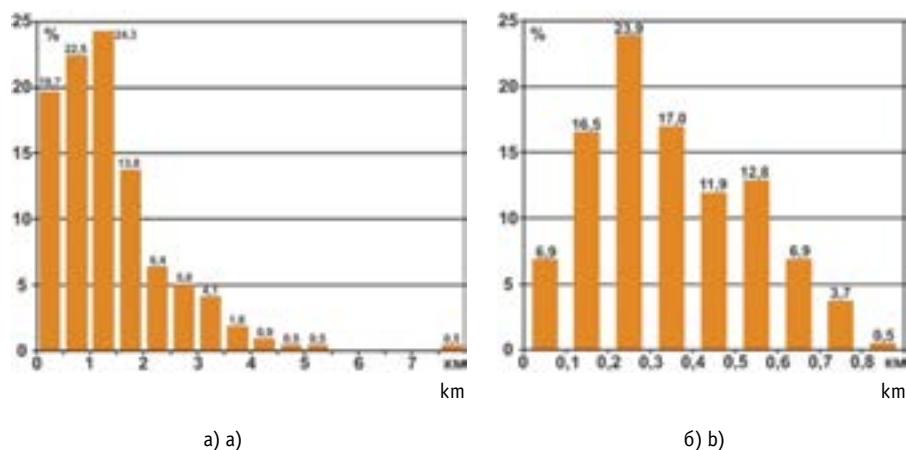


Рис. 7. Распределение залежей газа в ВЧР по горизонтальным размерам (а) и глубинам верхних залежей (б)
 Fig. 7. Gas deposit distribution in upper part of section along the horizontal size (a) and the upper deposit depth (b)

Применение высокоразрешающей сейсморазведки (ВРС) позволило бы более однозначно определить число газовых карманов. В ходе исследований неоднородностей в ВЧР на ряде наиболее значимых участков временных разрезов производился расчет амплитудно-частотных спектров (АЧС) отраженных волн для анализа их

спектральных составляющих. На рис. 6а представлен фрагмент временного разреза по профилю 0898103, расположенному на Магаданском шельфе к северу от впадины ТИНРО. На разрезе выделяется аномальный объект в ВЧР на времени около 800 мс протяженностью 1060 м. Характер изменений формы и амплитуды осей синфазности

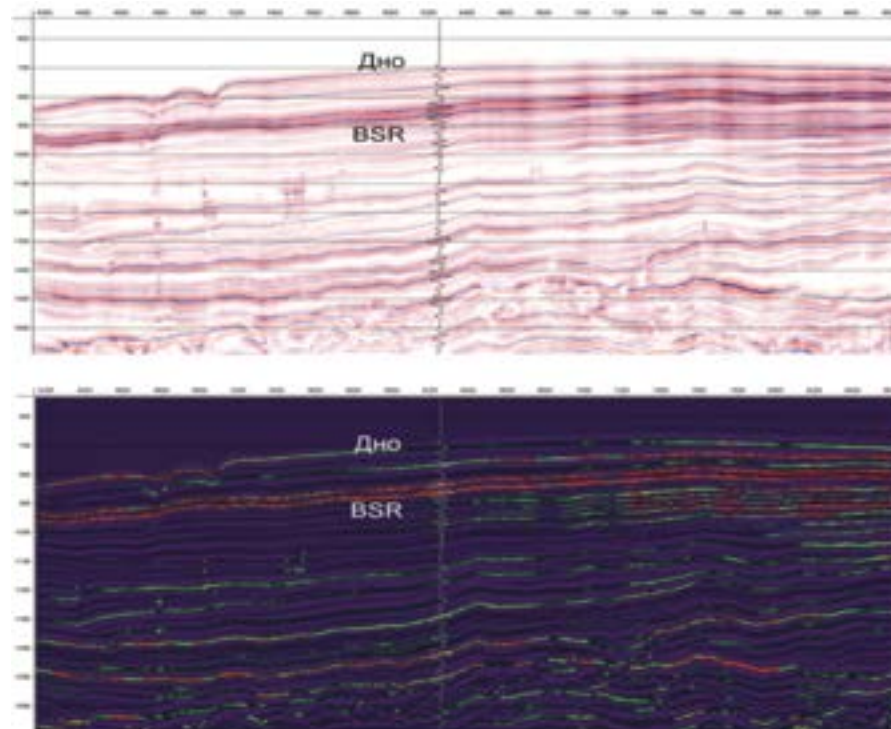


Рис. 8. Фрагмент временного разреза МОГТ 0514021 в районе впадины ТИНРО в двух формах представления сейсмотрасс
 Fig. 8. Fragment of time section CAN 0514021 TINRO in depression area in the two forms of representation of seismic lines

типа «яркое пятно» и другие признаки позволяют говорить о наличии двух соседствующих по вертикали газовых карманов (категория 1), создающих существенную аномалию пластовых скоростей, которая приводит к прогибанию осей синфазности нижележащих горизонтов. На рис. 6б и 6в приведены результаты сопоставлений нормированных по максимальному значению АЧС, рассчитанных в четырех окнах: по всему фрагменту разреза (красный цвет) и в трех локальных окнах в зоне и ниже неоднородности (300–900 мс – зеленый цвет, 900–1500 мс – голубой цвет), а также левее неоднородности (900–1500 мс – черный цвет). Визуальный анализ АЧС позволяет сделать вывод о значительной потере высокочастотных составляющих спектра сейсмических волн при прохождении через газонасыщенные объекты. При этом максимумы АЧС смещаются в область низких частот (20 Гц вместо 30–37 Гц).

При общей длине проанализированных сейсмопрофилей МОГТ 4249 км выявлено 218 локальных неоднородных объектов, что составляет в среднем один объект на 20 км (рис. 3 – красный цвет). При трехступенчатом вероятностном ранжировании этих объектов (категории: 1 – однозначные, 2 – весьма вероятные и 3 – возможные) признано, что однозначными газовыми карманами являются 162 (74,3 %), весьма вероятными – 38 (17,4 %) и возможными – 18 (8,3 %). Наибольшее количество объектов расположено на севере Охотского моря – на Магаданском шельфе и во впадине ТИНРО (глубина воды – свыше 600 м). В значительно меньшей степени они выделяются во впадине Дерюгина и в южной части Западно-Камчатского шельфа. По нашему мнению, это, возможно, связано с более низким качеством анализируемых материалов в этих районах.

Созданная база данных (ГИС) по 218 выявленным залежам газа в ВЧР позволяет провести статистический анализ их горизонтальных размеров и глубины залегания. Размеры анализируемых неоднородностей изменялись от 50–70 м (около 10 трасс ОГТ) до 7600 м. Результаты ранжирования с шагом 500 м приведены на рис. 7а. 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 42,2 % залежей имеют размеры менее 1 км, 80,3 % – менее 2 км и 97,6 % – менее 4 км. Всего одна залежь (0,5 %) имеет размеры более 5,5 км (7,52 км). Средний размер залежей составляет 1370 м.

В большинстве случаев (около 92,7 %) существуют две и более газовые залежи, расположенные на разных глубинах, однако за счет низких частот, регистрируемых при стандартных работах МОГТ (около 10–75 Гц, рис. 6), трудно точно определить их количество и глубины залегания. В связи с этим собранная информация была подвергнута анализу по глубине залегания кровли верхней залежи с шагом в 100 м, результаты чего приведены на рис. 76. Почти две трети верхних залежей газа (64,3 %) расположены на глубинах до 400 м от дна, при этом максимальное количество (23,9 %) сосредоточено в интервале глубин 200–300 м, а средняя глубина составила 345 м. В итоге получилось, что выявленные газовые карманы встречаются в среднем через каждые 19,5 км (по трем градациям достоверности) или 21,2 км (по двум градациям).

Кроме проанализированных 4249 км региональных профилей МОГТ ярко выраженные неоднородности в ВЧР, связанные с газовыми карманами, выделяются на ряде других профилей МОГТ, отработанных в других частях Охотского моря, включая Сахалинский шельф. Существуют они и на Киринском лицензионном участке, активное освоение которого ведется ПАО «Газпром». Здесь при анализе около 3 тыс. пог. км сейсмопрофилей МОГТ нами выявлено 13 аномальных объектов в ВЧР, соответствующих газовым залежам (рис. 3 – красные точки около о. Са-

халин). Одна из них расположена на Киринском месторождении, где при бурении скважины в 2013 г. произошел мощный выброс газа, помешавший своевременной реализации планов проведения геологоразведочных работ. В дополнение к многочисленным газовым карманам на ряде участков региональных профилей МОГТ во впадинах Дерюгина и ТИНРО (рис. 3 – 1 и 2), а также в районе о. Парамушир (рис. 3 – 3) были выделены оси синфазности на 100–150 мс глубже дна, отождествляемые нами с зонами распространения газовых гидратов, показанными на рис. 3 белым цветом. Присутствие газогидратных залежей прогнозируется по материалам сейсморазведки МОГТ, на которых выделяются высокоамплитудные отражающие горизонты BSR (Bottom Simulating Reflector) от подошвы газогидратов, под которой обычно находится свободный газ [5, 9, 10, 14 и др.]. Граница BSR визуально субпараллельна дну, при этом отраженный сигнал имеет инвертированную форму, что происходит при отражениях от пластов с меньшей скоростью. На рис. 8 приведен фрагмент временного разреза МОГТ 0514021 в районе впадины ТИНРО в двух формах цветовой кодировки изображения сейсмотрасс (аналогично рис. 7), на котором, по нашему мнению, отчетливо видна характерная граница BSR. В ходе экспедиций Тихоокеанского океанологического института им. В. И. Ильичева Дальневосточного отделения Российской академии наук наличие газогидратных залежей доказано во впадине Дерюгина, в районе о. Парамушир и на ряде других площадей [17 и др.]. В левой части разреза 0514021 наблюдаются два углубления в рельефе дна, являющиеся, видимо, покмарками, ниже которых в осадочных отложениях прослеживаются газовые трубы – каналы подтока глубинного газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Повышение эффективности и безопасности поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа, оценка ресурсного потенциала в морских акваториях зависят от правильности выбора геологической модели перспективного района, участка или площади. Правильность модели, в свою очередь, зависит от полноты и качества используемой для ее построения геологической информации, которые определяются состоянием изученности участка и прилегающих районов, и от правильности истолкования этой информации. На любом из этапов нефтегазопоисковых работ необходимо создание цифровой бассейновой модели (или модели ГАУС), представляющей собой рабочую гипотезу, в рамках которой весь комплекс накопленной геологической информации систематизирован и анализируется с единых методологических позиций.

В целях повышения безопасности впервые выполнен большой объем интерпретации архивных материалов МОГТ (более 7 тыс. пог. км) для выявления и комплексного анализа газонасыщенных объектов в верхней части разреза Охотского моря. Доказан высокий уровень газонасыщенности терригенных отложений плиоцена, представляющих опасность для проведения буровых работ. Полученные результаты однозначно свидетельствуют о возможности извлечения важной дополнительной геолого-геофизической информации о неоднородностях в строении верхней части разреза из архивных сейсмических материалов МОГТ и необходимости активизации комплексных исследований с развитием геоинформационных систем для повышения безопасности поиска, разведки и разработки месторождений на море и суше.

Литература:

1. Богоявленский В.И., Лавров Н.П. Стратегия освоения морских месторождений нефти и газа Арктики // Морской сборник. 2012. № 6. С. 50–58.
2. Богоявленский В.И. Эра наступления на шельф. Арктический шельф: природно-техногенные угрозы экосистеме при освоении ресурсов нефти и газа // Вестник МЧС. 2013. № 6–7. С. 35–41.
3. Богоявленский В.И. Угроза катастрофических выбросов газа из криолитозоны Арктики. Воронки Ямала и Таймыра // Бурение и нефть. 2014. № 9. С. 11–16.
4. Богоявленский В.И. Чрезвычайные ситуации при освоении ресурсов нефти и газа в Арктике и Мировом океане // Арктика: экология, экономика. 2014. № 4 (16). С. 48–59.
5. Богоявленский В.И. Арктика и Мировой океан: современное состояние, перспективы и проблемы освоения ресурсов углеводородов: монография. М.: ВЭО, 2014. Т. 182. С. 11–175.

6. Богоявленский В.И., Керимов В.Ю., Ольховская О.О. Опасные газонасыщенные объекты на акваториях Арктики и других морей России // Сб. тр. Всероссийской конференции «Арктика – нефть и газ 2015».
7. Богоявленский В.И. Выбросы нефти и газа на суше и акваториях Арктики и Мирового океана // Бурение и нефть. 2015. № 6. С. 4–9.
8. Богоявленский В.И. Многократное профилирование методом преломленных волн в сложных сейсмогеологических условиях. М.: ИПНГ РАН, 1992. 52 с.
9. Веселов О.В., Гордиенко В.В., Куделькин В.В. Термобарические условия формирования газогидратов в Охотском море // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. 2006. № 3. С. 62–68.
10. Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Серикова У.С. Стратегия и тактика освоения углеводородных ресурсов на шельфе РФ // Нефть, газ и бизнес. 2014. № 7. С. 28–34.
11. Керимов В. Ю. и др. Седиментолого-фациальное моделирование при поисках, разведке и добыче скоплений углеводородов. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2010.
12. Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Серикова У.С. Проектирование поисково-разведочных работ на нефть и газ: Учебное пособие. М., 2015. 200 с.
13. Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Сенин Б.В., Лавренова Е.А. Задачи бассейнового моделирования на разных этапах геологоразведочных работ // Нефтяное хозяйство. 2015. № 4. С. 26–29.
14. Керимов В.Ю., Хантшел Т., Соколов К., Сидорова М.С. Применение технологии бассейнового моделирования – программного пакета Petromod в учебном процессе РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина // Нефть, газ и бизнес. 2011. № 4. С. 38–47.
15. Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Толстов А.Б. Методология проектирования в нефтегазовой отрасли и управление проектами: учебное пособие. М., 2016. 123 с.
16. Керимов В.Ю. Моделирование нефтегазовых геосистем и осадочных бассейнов // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. 2012. № 1. С. 41.
17. Обжиров А.И. Газогидраты и потоки метана в Охотском море // Морские информационно-управляющие системы. 2013. № 1 (2). С. 56–65.
18. Рыбак-Франко Ю.В., Войкова С.И., Литвинова А.В. Изучение особенностей строения кремнисто-терригенных толщ Охотоморского региона по сейсмическим данным // Геология нефти и газа. 2011. № 6. С. 150–156.
19. Сенин Б.В. Ключ к кладовым российского шельфа // Экономика и ТЭК сегодня. 2010. № 12. С. 49–51.
20. Judd A., Hovland M. Seabed Fluid Flow. The Impact on Geology, Biology, and the Marine Environment. Cambridge, 2007. 475 pp.
21. Portnov A., Smith A.J., Mienert J. et al. Offshore permafrost decay and massive seabed methane escape in water depths >20m at the South Kara Sea shelf. Geophysical Research Letters, Vol. 40, 1–6, DOI: 10.1002/grl.50735, 2013, 6 p.

References:

1. Bogoyavlenskiy V.I., Laverov N.P. Strategy for the development of offshore oil and gas fields of the Arctic. Morskoy sbornik = Sea collection, 2012, No. 6, P. 50–58. (In Russian)
2. Bogoyavlenskiy V.I. Dawn of the age on the shelf. Arctic shelf: natural and man-made threats to the ecosystem when developing oil and gas resources. Vestnik MChS = Bulletin of the MOE, 2013, No. 6–7, P. 35–41. (In Russian)
3. Bogoyavlenskiy V.I. Threat of catastrophic gas emissions from the Arctic permafrost zone. Funnels of Yamal and Taimyr. Burenie i neft' = Drilling and Oil, 2014, No. 9, P. 11–16. (In Russian)
4. Bogoyavlenskiy V.I. Emergencies during the development of oil and gas resources in the Arctic and the World ocean. Arktika: ekologiya, ekonomika = Arctic: ecology, economy, 2014, No. 4 (16), P. 48–59. (In Russian)
5. Bogoyavlenskiy V.I. The Arctic and the World ocean modern condition, prospects and problems of development of hydrocarbon resources (Monograph). Moscow, VEO, 2014, Vol. 182, P. 11–175. (In Russian)
6. Bogoyavlenskiy V.I., Kerimov V.Yu., Olkhovskaya O.O. Hazardous gas-saturated objects in the waters of the Arctic and other seas of Russia. Proceedings of the All-Russian Conference "The Arctic – oil and gas 2015".
7. Bogoyavlenskiy V.I. Emissions of oil and gas on land and in water areas of the Arctic and ocean. Burenie i neft' = Drilling and Oil, 2015, No. 6, P. 4–9. (In Russian)
8. Bogoyavlenskiy V.I. Multiple profiling by refraction wave method in complex seismic geological conditions. Moscow, IPNG RAS, 1992, 52 pp. (In Russian)
9. Veselov O.V., Gordienko V.V., Kudelkin V.V. Thermobaric conditions of gas hydrates formation in the Sea of Okhotsk. Geologiya i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana = Geology and mineral resources of the oceans, 2006, No. 3, P. 62–68. (In Russian)
10. Kerimov V.Yu., Shilov G.Ya., Serikova U.S. Strategy and tactics of hydrocarbon resources development on the continental shelf of the Russian Federation. Neft', gaz i biznes = Oil, gas and business, 2014, No. 7, P. 28–34. (In Russian)
11. Kerimov V.Yu. et. al. Sedimentology and facies modelling in the research, exploration and development of hydrocarbon accumulations. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2010. (In Russian)
12. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Serikova U.S. Design of field infrastructure development for oil and gas: Instructions aid. Moscow, 2015, 200 pp. (In Russian)
13. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Sennin B.V., Lavrenova Ye.A. Tasks of basin modelling at different stages of geological survey operations. Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2015, No. 4, P. 26–29. (In Russian)
14. Kerimov V.Yu., Hantshel T., Sokolov K., Sidorova M.S. Application of basin modelling technology – Retromod software package in the learning process of Gubkin Russian State University of Oil and Gas. Neft', gaz i biznes = Oil, gas and business, 2011, No. 4, P. 38–47. (In Russian)
15. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Tolstov A.B. Methodology of design in the oil and gas industry and project management: Instructions aid. Moscow, 2016, 123 pp. (In Russian)
16. Kerimov V.Yu. Modelling of oil and gas geosystems and sedimentary basins. Teoreticheskie osnovy i tekhnologii poiskov i razvedki nefti i gaza = Theoretical bases and technologies of survey and exploration of oil and gas, 2012, No. 1, P. 41. (In Russian)
17. Obzhyrov A.I. Gas hydrates and methane fluxes in the Sea of Okhotsk Sea. Morskoe informatsionno-upravlyayushchie sistemy = Information and Control Systems, 2013, No. 1 (2), P. 56–65. (In Russian)
18. Rybak-Franco Yu.V., Volkov S.I., Litvinova A.V. Study of the structure of cherty-clastic strata of the Sea of Okhotsk in the region based on seismic data. Geologiya nefti i gaza = Geology of oil and gas, 2011, No. 6, P. 150–156. (In Russian)
19. Sennin B.V. The key to the treasures of the Russian shelf. Ekonomika i TEK segodnya = Economy and Energy today, 2010, No. 12, P. 49–51. (In Russian)
20. Judd A., Hovland M. Seabed Fluid Flow. The Impact on Geology, Biology, and the Marine Environment. Cambridge, 2007. 475 pp.
21. Portnov A., Smith A.J., Mienert J. et al. Offshore permafrost decay and massive seabed methane escape in water depths >20m at the South Kara Sea shelf. Geophysical Research Letters, Vol. 40, 1–6, DOI: 10.1002/grl.50735, 2013, 6 p.