

УДК 553.98

Прогноз нефтегазоносности Западно-Сахалинского шельфа

Д.А. Астафьев^{1*}, А.В. Толстик¹, Л.А. Наумова¹, В.А. Игнатова²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

² ФГУП «ВНИГНИ», Российская Федерация, 105118, г. Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

* E-mail: D_Astafiev@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В связи с накоплением новых геолого-геофизических материалов по геологическому строению и нефтегазоносности западного шельфа Сахалина выполнен прогноз нефтегазоносности осадочного чехла и пород фундамента на всех доступных для освоения структурах прибрежной зоны западного шельфа Сахалина. Установлено, что абсолютно все непродуктивные скважины этого региона пробурены вне контуров структур по причине низкой достоверности их картирования сейсморазведкой на начальных этапах проведения поисково-разведочных работ, что не позволило установить наличие залежей углеводородов в сводовых участках реально существующих структур.

По результатам бурения обосновано наличие благоприятного сочетания пластов-коллекторов и флюидопоров практически во всех выделенных свитах осадочного чехла и на выступах пород фундамента. Построены полные модели как для пока единственного здесь Изильметьевского газового месторождения, так и для прогнозируемых месторождений Ламанонской, Бошняковской и Холмской зон нефтегазонакопления.

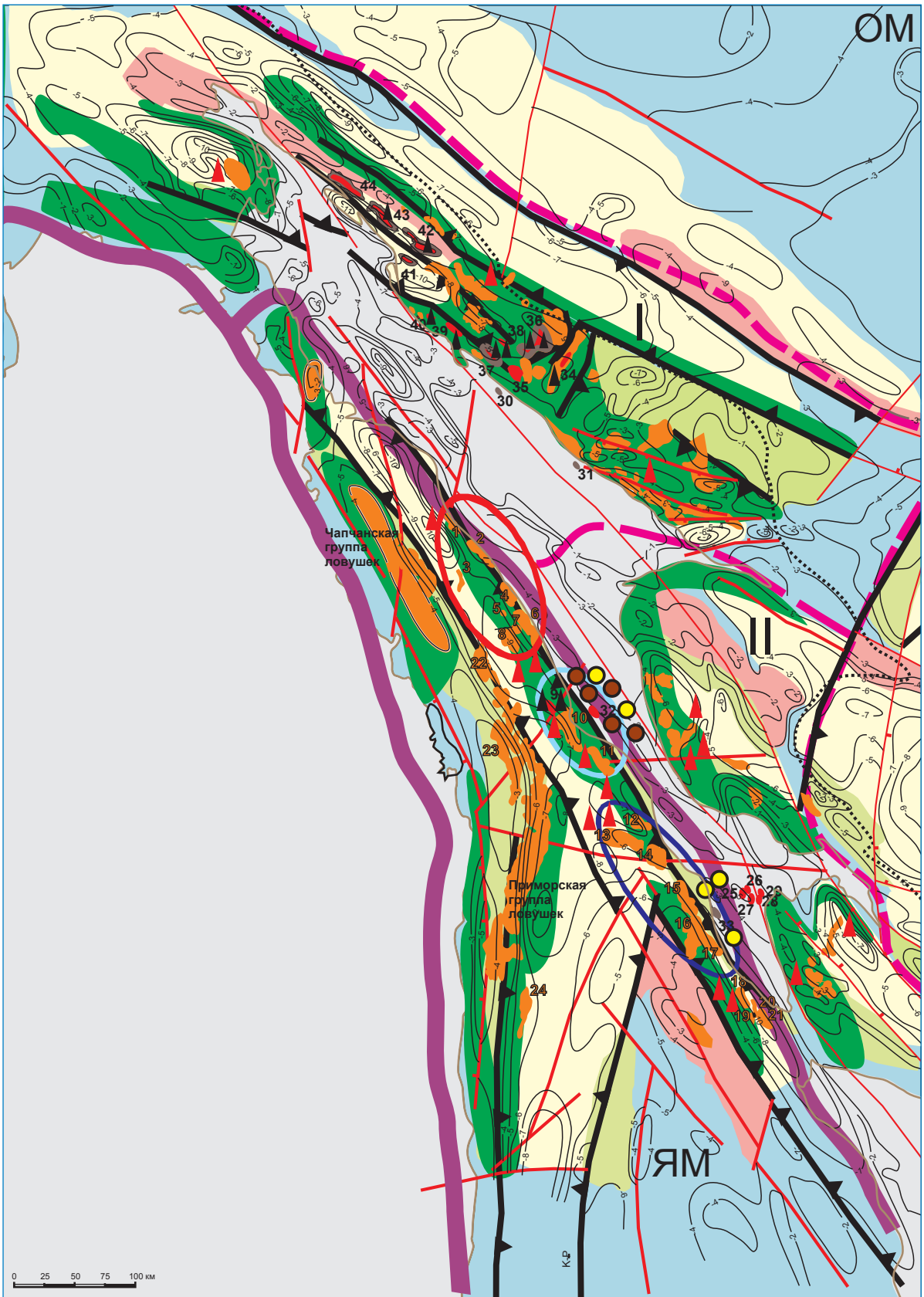
Ключевые слова: западный шельф Сахалина, прогноз нефтегазоносности, осадочный чехол, породы фундамента, полная модель месторождения.

До настоящего времени углеводородный потенциал Западно-Сахалинского шельфа Японского моря не задействован ни для внутреннего потребления, ни для экспортных поставок в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). В сравнении с Восточно-Сахалинским шельфом этот район считается значительно менее перспективным. Однако в ближайшие годы на шельфе Сахалина в связи потребностью¹ увеличения добычи газа для заводов сжиженного природного газа (СПГ), возможного увеличения экспортных поставок в страны АТР и газоснабжения Дальнего Востока России будет назреть необходимость интенсифицировать поисково-разведочные работы с целью открытия новых месторождений углеводородов (УВ).

Оценки начальных суммарных ресурсов УВ для Западно-Сахалинского шельфа отличаются в 2,0–2,5 раза, в них преобладают ресурсы газа – около 75 % [1]. По оптимистическим оценкам, более половины ресурсов УВ сосредоточены в районе Изильметьевского участка проекта «Сахалин-8» и Монеронского участка проекта «Сахалин-9».

Достигнутая геолого-геофизическая изученность Западно-Сахалинского шельфа достаточна пока только для создания регионального и частично детального образа газонефтеносного суббассейна, однако уже сейчас имеется немало критериев, позволяющих сделать выводы о возможности открытия здесь многих как небольших, так и средних, и даже двух-трех крупных по величине запасов природного газа месторождений. Плотность сейсмической изученности Западно-Сахалинского шельфа в северной его части составляет 0,4–0,8 км/км², а в южной – до 1,2–2,0 км/км². В целом в акватории Татарского пролива в конце 80-х – начале 90-х годов прошлого века по результатам поисковых сейсморазведочных работ было выявлено 28 локальных структур, среди которых крупные приподнятые зоны содержат целые группы ловушек, например Чапчанскую, Приморскую, Иннокентьевскую и др.

¹ Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона / утв. Приказом Минпромэнерго России от 03.09.2007 № 340.



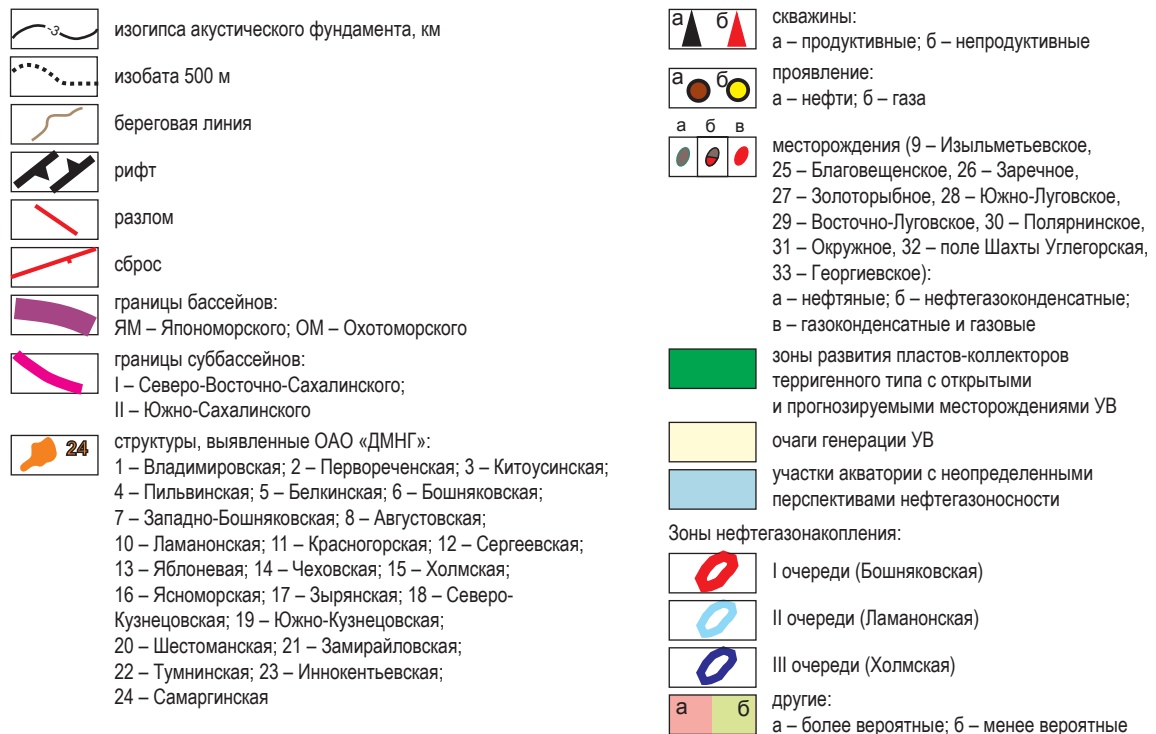


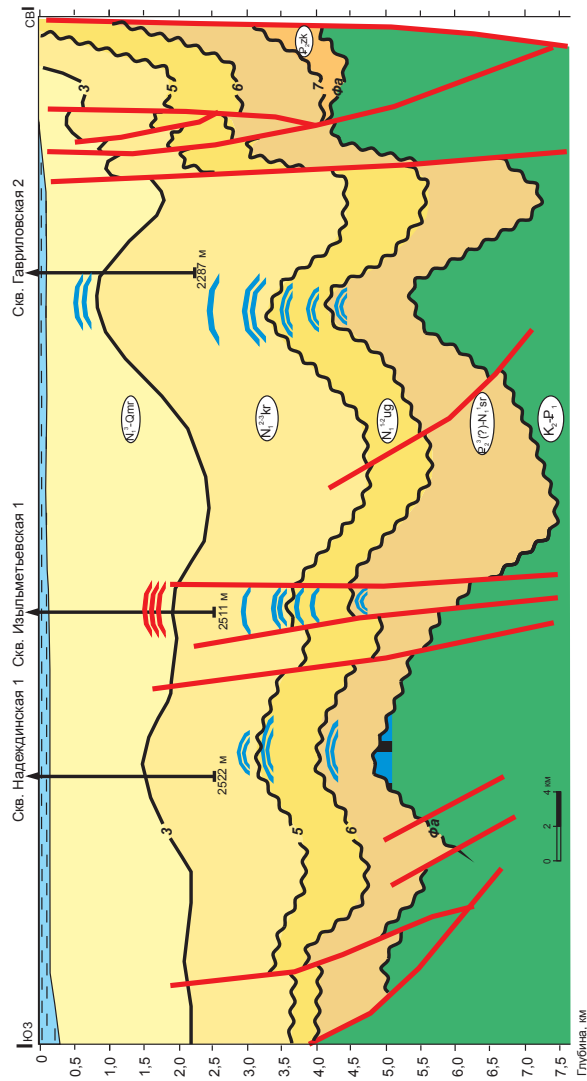
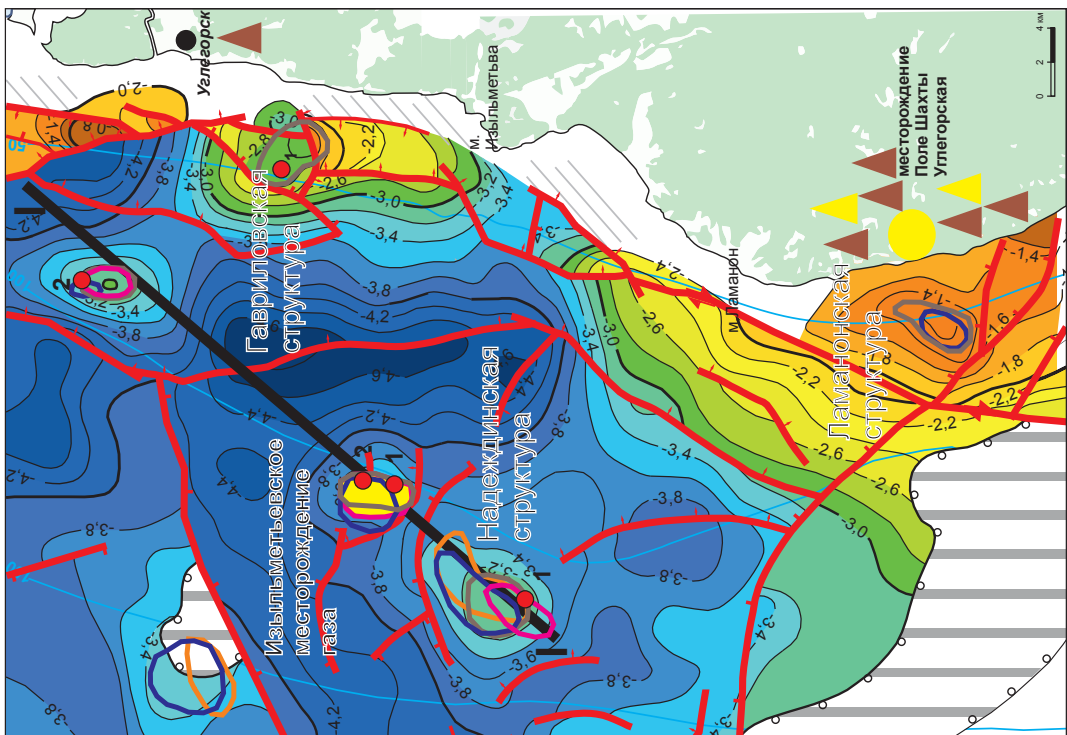
Рис. 1. Карта нефтегазогеологического районирования российской части Японского моря, подготовленная с использованием материалов СахалинНИПИнефтегаз, ПГО «Сахалингеология», АООТ «Востокгеология», «СахалинНИПИморнефть», ОАО «Дальморнефтегеофизика» (ДМНГ), ВНИГРИ и ВНИГНИ

В то же время степень изученности акватории бурением до сих пор низкая и сохраняется на уровне 5–10 тыс. км² на скважину. Всего на Западно-Сахалинском шельфе пробурено 12 глубоких нефтяных и газовых скважин общей проходкой около 30 тыс. м, но открыто только одно газовое месторождение – Изыльметьевское, относящееся по величине запасов к категории мелких. Низкая успешность бурения на Западно-Сахалинском шельфе объясняется недостаточной достоверностью первоначально выполненных сейсморазведочных работ, сложностью тектонического и литолого-фациального строения осадочного чехла и фундамента, что обусловило заложение поисковых скважин вне контуров залежей УВ, а в пяти случаях из девяти даже не подтвердились ранее выявленные структуры (на Александровской, Ильинской, Виндиской, Гавриловской и Старомаячинской площадях), причем на последних двух пробурено по две скважины (рис. 1).

Фактически Изыльметьевское месторождение открыто в результате единственного случая достоверного картирования сейсмораз-

ведкой одноименного поднятия и успешного заложения двух скважин глубокого бурения, вскрывших пять газонасыщенных пластов песчаника в маруямской свите верхнего миоцена на глубинах от 1238 (пласт II) до 1510 м (пласт VIII). Площадь залежей газа от 3100 (пласт VIII) до 7580 (пласт V) тыс. м². Месторождение открыто в 1986 г. поисковой скважиной, пробуренной до глубины 2434 м. В том же году было завершено бурение разведочной скважины глубиной 2511 м, которая позволила оконтурить открытые залежи и уточнить запасы газа, более 80 % которых отнесено к категории С₁. Однако совершенно не изученной бурением осталась нижняя часть разреза осадочного чехла (рис. 2) при том, что ниже продуктивных пластов получены нефонтанные притоки пластовой воды с нефтью и газом.

Газонасыщенная толщина пластов маруямской свиты на Изыльметьевском месторождении составила от 4,4–10,0 м в пласте IV до 9,0–18,0 м в пласте III; открытая пористость – от 0,26 в пластах VII–VIII до 0,36 в пласте III; газонасыщенность – от 0,36–0,46 в пласте



б

а



Рис. 2. Извильметьевская и Ламанонская зоны прогнозируемой нефтегазоносности: а – структурная карта кровли углегорского комплекса (ОГ 5); б – профильный разрез по линии I-I (с использованием материалов ОАО «ДМНГ», ВНИГРИ и ВНИГНИ).

Экспликация является универсальной для рис. 1-5

V до 0,66 в пласте II. Содержание азота в залежах природного газа Изильметьевского месторождения не превышает 2,0 %, содержание углекислого газа – 0,34–0,62 %. В газе пластов III и IV отмечено наличие тяжелых УВ – 2,2 и 2,18 % соответственно.

При наличии на Западно-Сахалинском шельфе более крупных сквозных структур с пластами-коллекторами и флюидоупорами, предпосылки чего имеются, здесь вполне могут быть открыты не только мелкие, но также средние и крупные по запасам УВ преимущественно газовые многозалежные месторождения. О возможности открытия крупных и средних по величине запасов месторождений УВ на шельфе Западного Сахалина с залежами в нутовско-окобыкайском и дагинско-уйнинском комплексах указывалось в работе [2].

Фактическим подтверждением промышленной нефтегазоносности Япономорского бассейна являются также многочисленные месторождения на суше и шельфе Японии. Так, на прилегающей островной суше о. Хонсю в нефтегазоносном суббассейне Уэцу открыто 130 месторождений УВ, из них семь – на шельфе [3–5]. Здесь нефтегазоносны средне-верхнемиоценовые и нижнеплиоценовые отложения, газоносны же плиоцен-четвертичные, залегающие на глубине 0,02–3,0 км. Относительно «крупными» месторождениями суббассейна являются Аги-Оки и Кубики, начальные извлекаемые запасы УВ которых оценивались в 10 млн т у.т.

В Исикари-Западно-Сахалинском суббассейне, приуроченном к краевому кайнозойскому прогибу о-ва Хоккайдо и юго-западной части Сахалина, в японской его части также открыты более 10 месторождений УВ. Здесь нефтегазоносны породы нижнего-среднего миоцена, нефтематеринскими являются глинистые толщи олигоцена и нижнего миоцена [6, 7].

Учитывая сходство основных черт геологического строения российского и японского секторов нефтегазоносного бассейна Японского моря, а также наличие на Западно-Сахалинском шельфе множества относительно крупных структур в прибрежной зоне, Западно-Сахалинский шельф в сравнении с Японским представляется как более перспективный для поиска промышленных скоплений УВ. Задержка освоения ресурсов Западно-Сахалинского шельфа обусловлена не только низкой оценкой начальных суммарных ресур-

сов УВ, малыми успешностью и результативностью глубокого бурения, большей приоритетностью освоения Восточно-Сахалинского шельфа, но и неоднозначностью прогноза ожидаемых моделей месторождений УВ, проблематичностью прогноза наличия залежей как в маруямской свите, так и в нижележащих комплексах осадочного чехла и породах акустического фундамента, который до сих пор крайне слабо изучен.

В этой связи параллельно продолжению поисково-разведочных работ на структурах Киринского лицензионного участка, Южно-Киринского месторождения с газоконденсатнонефтяной залежью, Мынгинского и Южно-Лунского газоконденсатных месторождений, а также в пределах других лицензионных участков целесообразным и реальным представляется подготовительное изучение лицензионных участков «Сахалин-8» и «Сахалин-9» Западно-Сахалинского шельфа Японского моря. По дополнительно выполненным оценкам именно в южных районах шельфа Сахалина, как восточного, так и западного, должны преобладать газовые и газоконденсатные месторождения, способные восполнить ресурсную базу газодобычи и поддерживать в перспективе стабильность работы заводов СПГ, газоснабжения дальневосточного региона России и экспорта газа в страны АТР.

По результатам бурения глубоких скважин в северной, центральной и южной частях Западно-Сахалинского шельфа на островной и материковой суше в комплексе с материалами сейсморазведки, а также с учетом изучения обнажений обосновано литолого-стратиграфическое строение осадочного чехла и акустического фундамента. В осадочном чехле выделены четыре литолого-стратиграфических комплекса: верхнемеловой, палеоцен-эоценовый, олигоцен-нижнемиоценовый и среднемиоцен-четвертичный [2]. В отношении строения акустического фундамента пока нет однозначной интерпретации. По мнению одних специалистов, его возраст триас-раннемеловой [8]. По мнению других, с учетом динамики развития рифтогенеза на начальном этапе формирования Япономорского осадочного бассейна и проградации прогибов в северном направлении возраст акустического фундамента омолаживался от верхнего мела и палеоцена в Исикари-Западно-Сахалинском суббассейне и прибрежной части Южно-Татарского

бассейна до эоцена-олигоцена в Северо-Татарском суббассейне и осевой части Южно-Татарского суббассейна [6].

Прогнозы нефтегазоносности комплекса отложений верхний мел – палеоген, развитого в Исикари-Западно-Сахалинском нефтегазоносном суббассейне, подтверждаются многочисленными нефте- и газопрооявлениями на суше Западного Сахалина и открытием в 2007 г. нефтяного месторождения Георгиевское в найбутинской свите палеогена (возрастной аналог западно-камышового комплекса), а также результатами бурения на Центральном Хоккайдо и северо-восточном шельфе о. Хонсю. Из песчаных пластов верхнемеловых пород (красноярковская свита) с глубин 1670–1678 м получены притоки газа дебитом до 5 тыс. м³/сут на Большехолмской структуре (скв. 4).

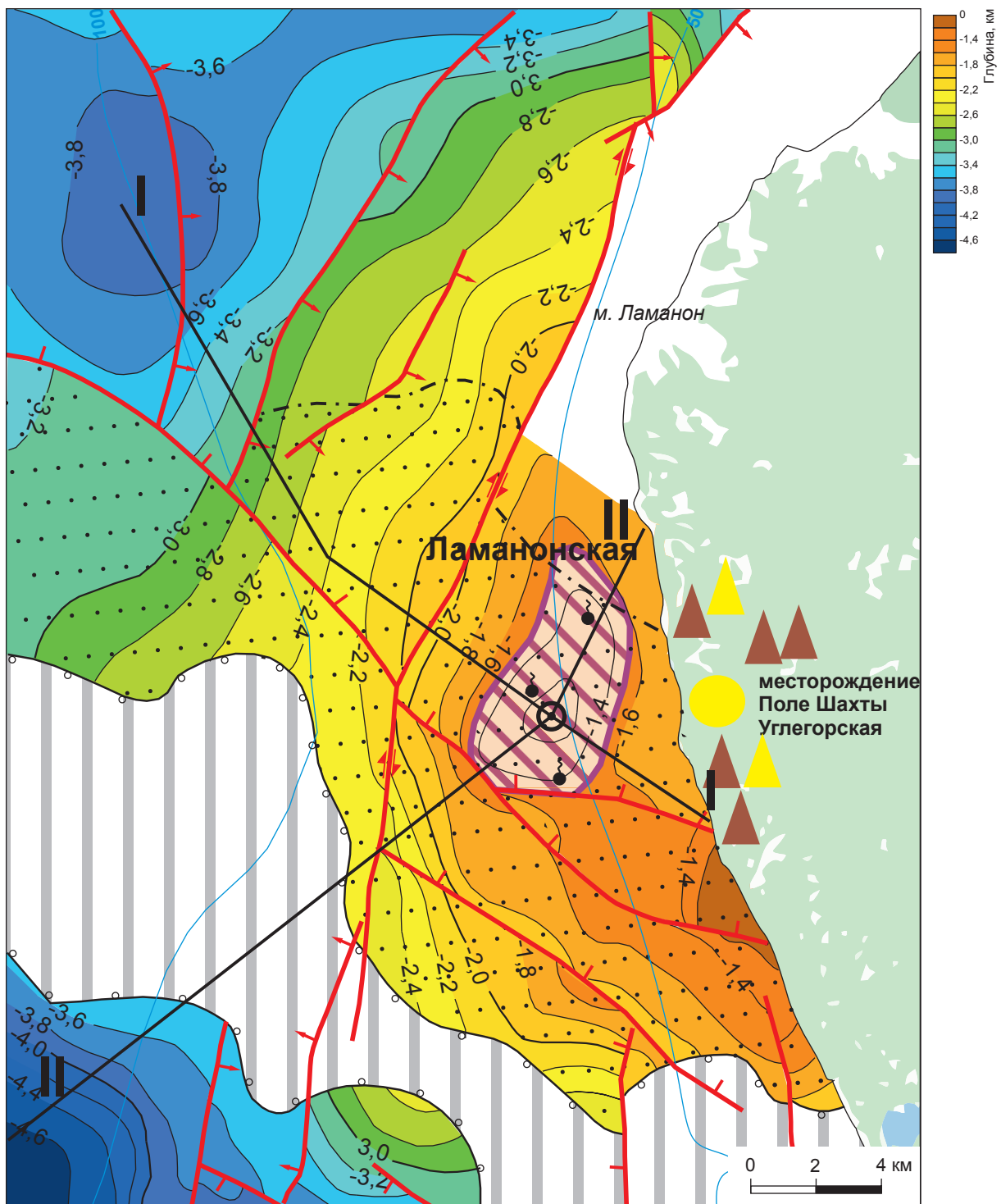
Важно, что в связи с сохраняющейся тенденцией погружения земной коры Татарского пролива структурные зоны, отдельные структуры и возможные ловушки УВ неантиклинального (тектонически, стратиграфически и литологически экранированные) и комбинированного типов продолжают формироваться и в настоящее время! Это способствует поддержанию процесса заполнения ловушек УВ, несмотря на частичную вертикальную и субвертикальную миграцию УВ-флюидов за счет наличия тектонических нарушений, литологических неоднородностей и стратиграфических несогласий [9].

Результаты поисковых и разведочных работ в российской части акватории Японского моря и полученные прогнозы перспектив нефтегазоносности вполне могут свидетельствовать о реальной возможности многочисленных открытий преимущественно газовых и газоконденсатных залежей на структурах, приуроченных к внутририфтовым и окраинно-рифтовым гипсометрически приподнятым блокам субмеридиональной рифтовой системы Северо-Татарского, Южно-Татарского, и Исикари-Западно-Сахалинского прогибов [10, 11]. На восточных склонах указанных прогибов заслуживает внимания в плане реальной возможности открытия новых месторождений группа прибрежных структур к северу от Изьльметьевского газового месторождения: Бошняковская, Пильвинская, Первореченская и Владимировская локальные структуры, а к югу в непосредственной бли-

зости от Изьльметьевского месторождения – Ламанонская, Гавриловская и Надеждинская структуры. Возможно, для последних трех структур требуется детализация структурных построений по нижним отражающим горизонтам и поверхности акустического фундамента. На юге Татарского пролива наиболее перспективной и доступной для проведения поисково-разведочных работ обоснована Холмская группа ловушек.

Ламанонская структура приурочена к межразломному блоку и является погребенной под отложениями нижней части маруямского комплекса. Наиболее отчетливо эта структура выражена в сергеевском, углегорском и нижней части курасийского комплексов осадочных пород. Размеры ее 4×6 км, амплитуда около 300 м. В породах фундамента под Ламанонской структурой закартирована крутопадающая на северо-запад моноклираль, ограниченная разломом юго-западно – северо-восточного простирания. Юго-западное крыло структуры ограничено разломом юго-восточно – северо-западного простирания. Образование Ламанонской структуры, вероятно, связано со сдвиговой тектоникой по разлому юго-восточно – северо-западного простирания и частично с оползанием и сгущиванием пород сергеевского комплекса отложений перед террасовидным уступом. В разрезе Ламанонской структуры с учетом прогнозируемых пластов-коллекторов и флюидопоров можно ожидать до семи залежей УВ: в средней и нижней частях курасийского, в верхах углегорского и сергеевского стратиграфических комплексов (рис. 3).

В Бошняковской структурной зоне вероятного нефтегазонакопления выявлена собственно Бошняковская структура в виде вытянутой вдоль западного берега Сахалина складки протяженностью 15 км при ширине 3 км и амплитудой около 200 м, погребенной верхнекурасийской и маруямской толщами пород, на глубинах залегания углегорского и сергеевского комплексов в интервале 1950–3400 м. Судя по структурным условиям приуроченности и прилегающим к ней участкам, Бошняковская структура образована в результате конседиментационного поднятия горстообразного блока амплитудой до 500 м по поверхности акустического фундамента и около 300 м в интервале залегания курасийского и углегорского комплекса пород (рис. 4). В юго-восточной



а

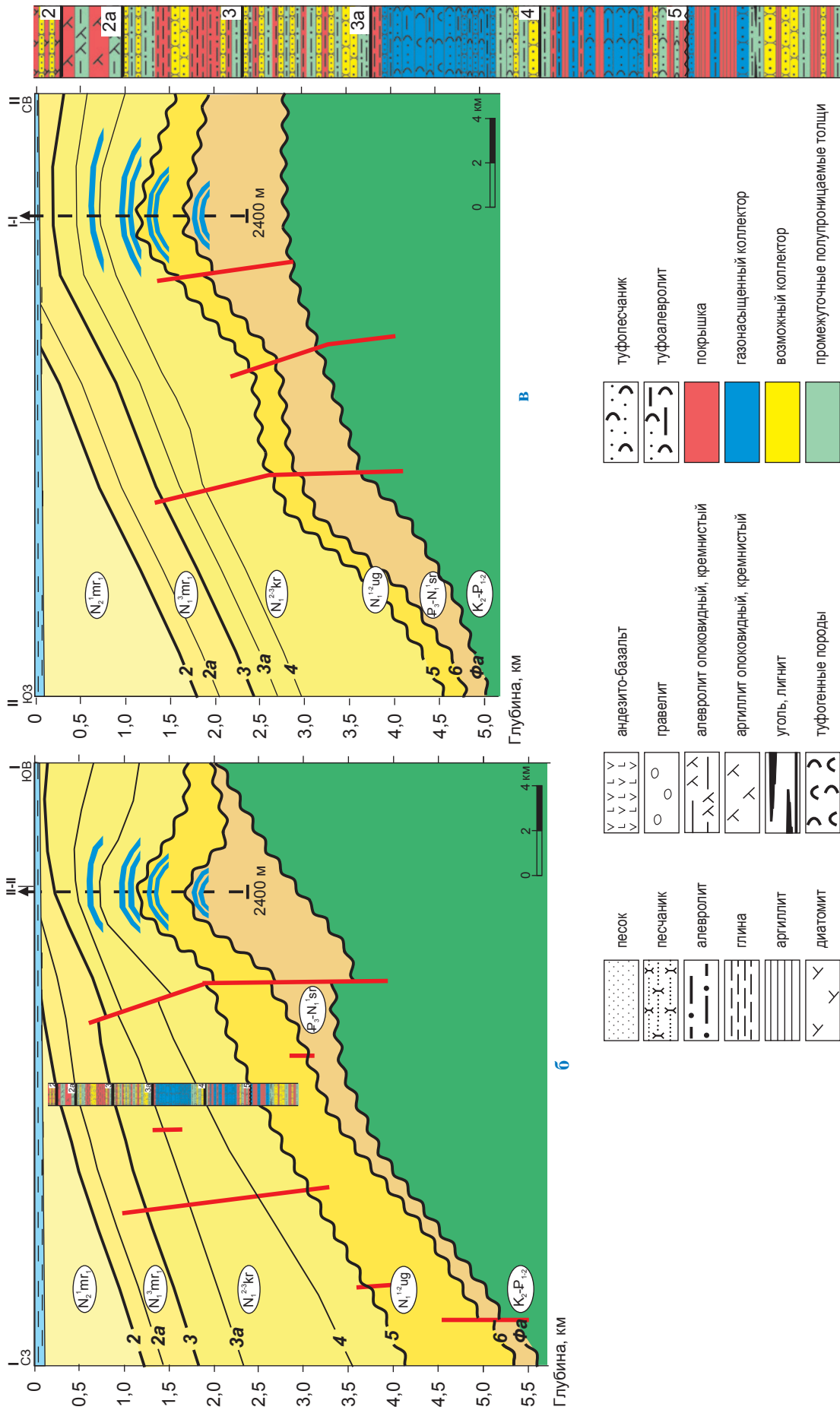
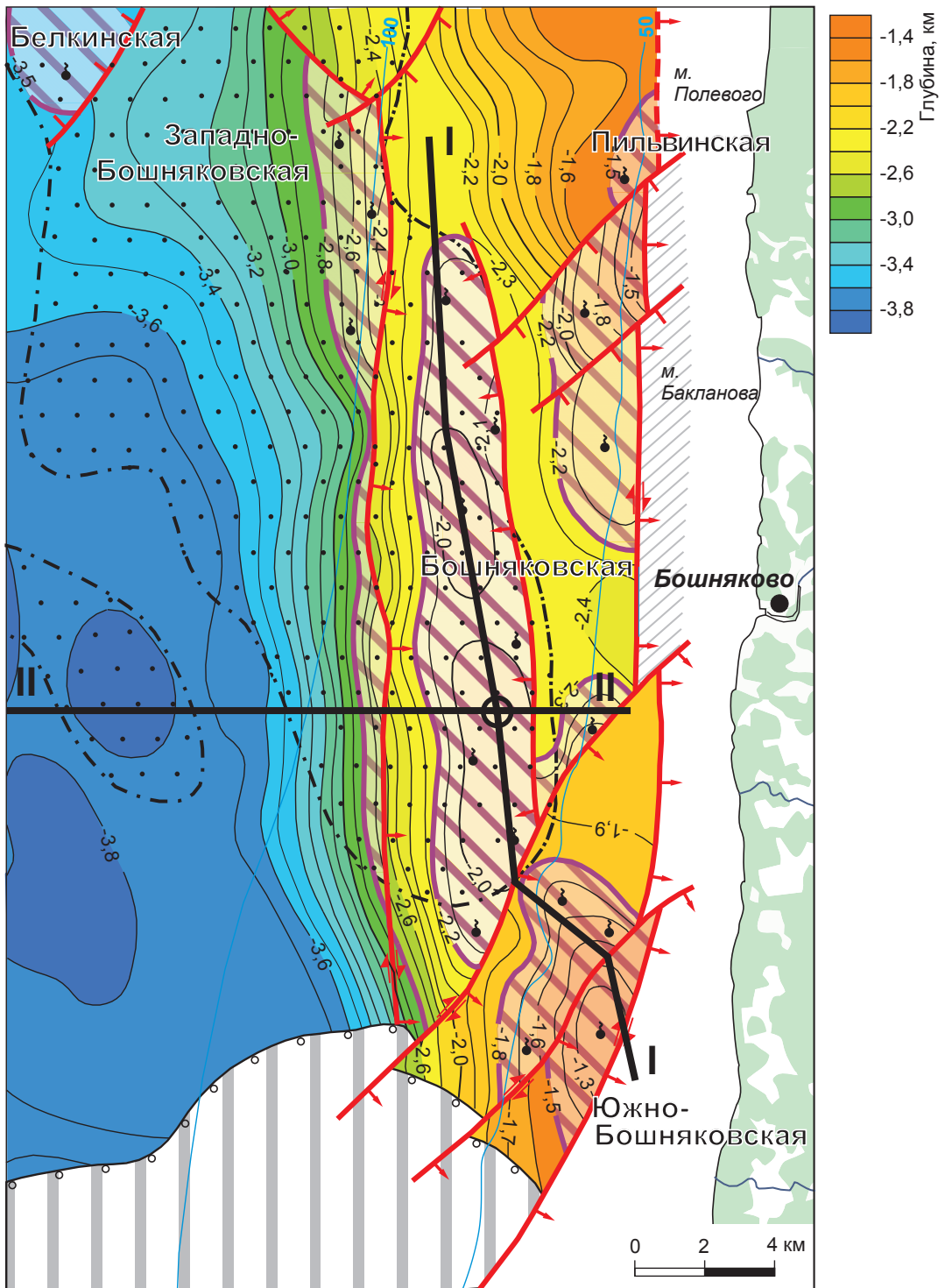


Рис. 3. Ламанонская структура: а – структурная карта кровли углегорского комплекса (ОГ 5) (с использованием материалов ОАО «ДМНГ», ВНИГРИ и ВНИГНИ); б, в – профильные разрезы по линиям I–I (см. также г), II–II соответственно; г – литология. Остальные условные обозначения см. на рис. 2



а

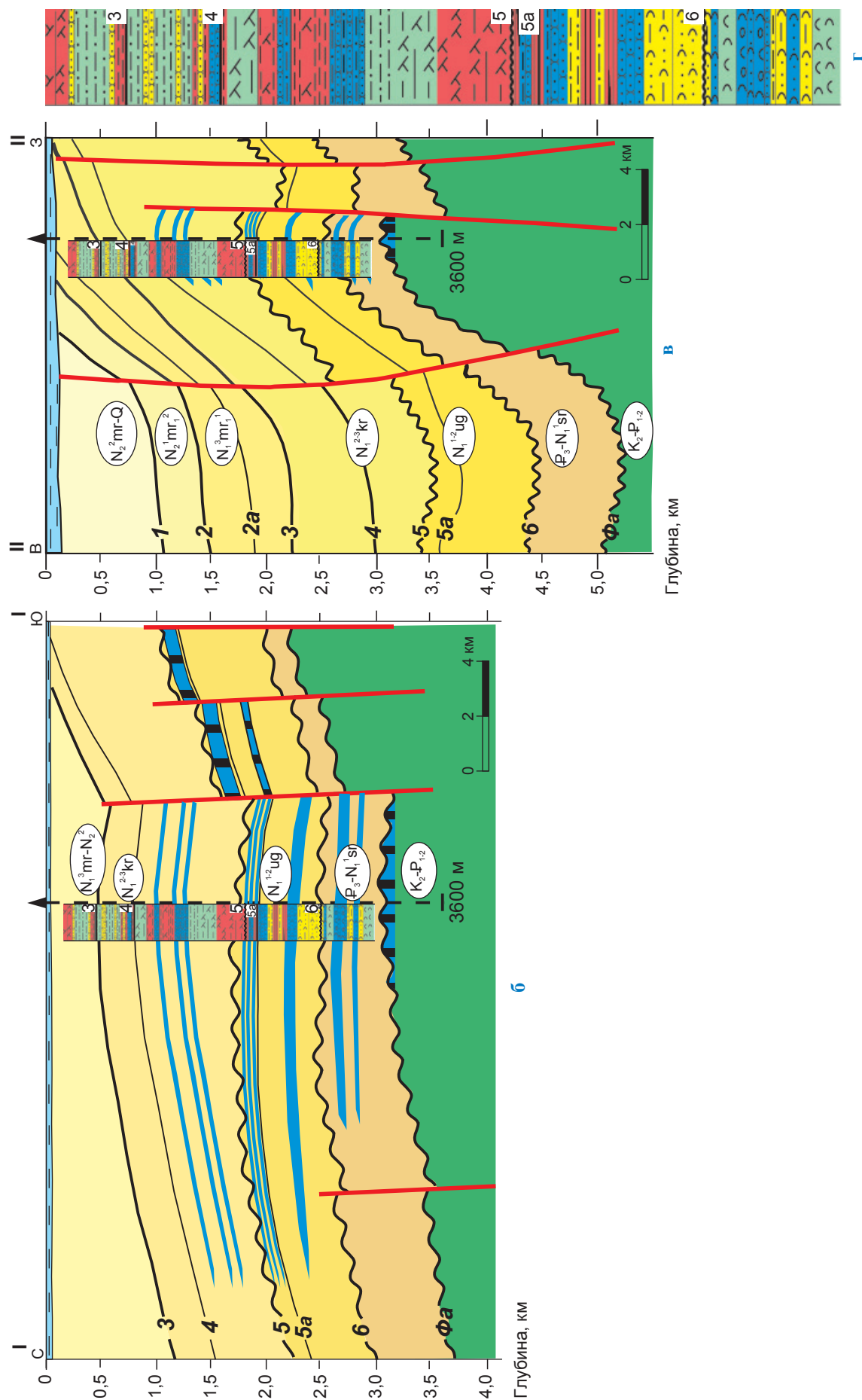
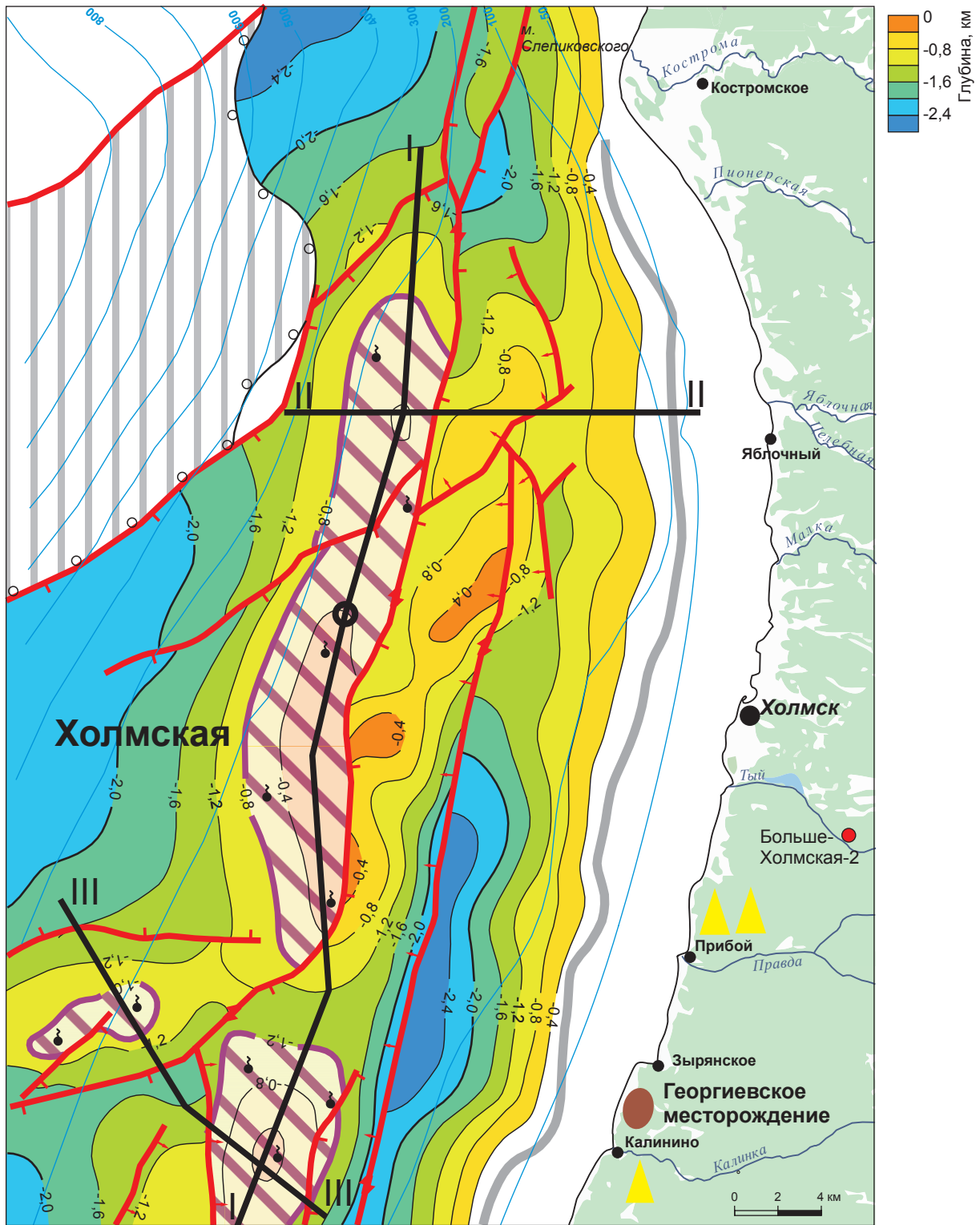


Рис. 4. Бошняковская структура: а – структурная карта кровли чеховского подкомплекса (ОГ 5) (с использованием материалов ОАО «ДМНГ», ВНИГРИ и ВНИГНИ); б, в – профильные разрезы по линиям I–I и II–II соответственно (см. также Г); г – литология. См. экспликацию к рис. 2, 3



а

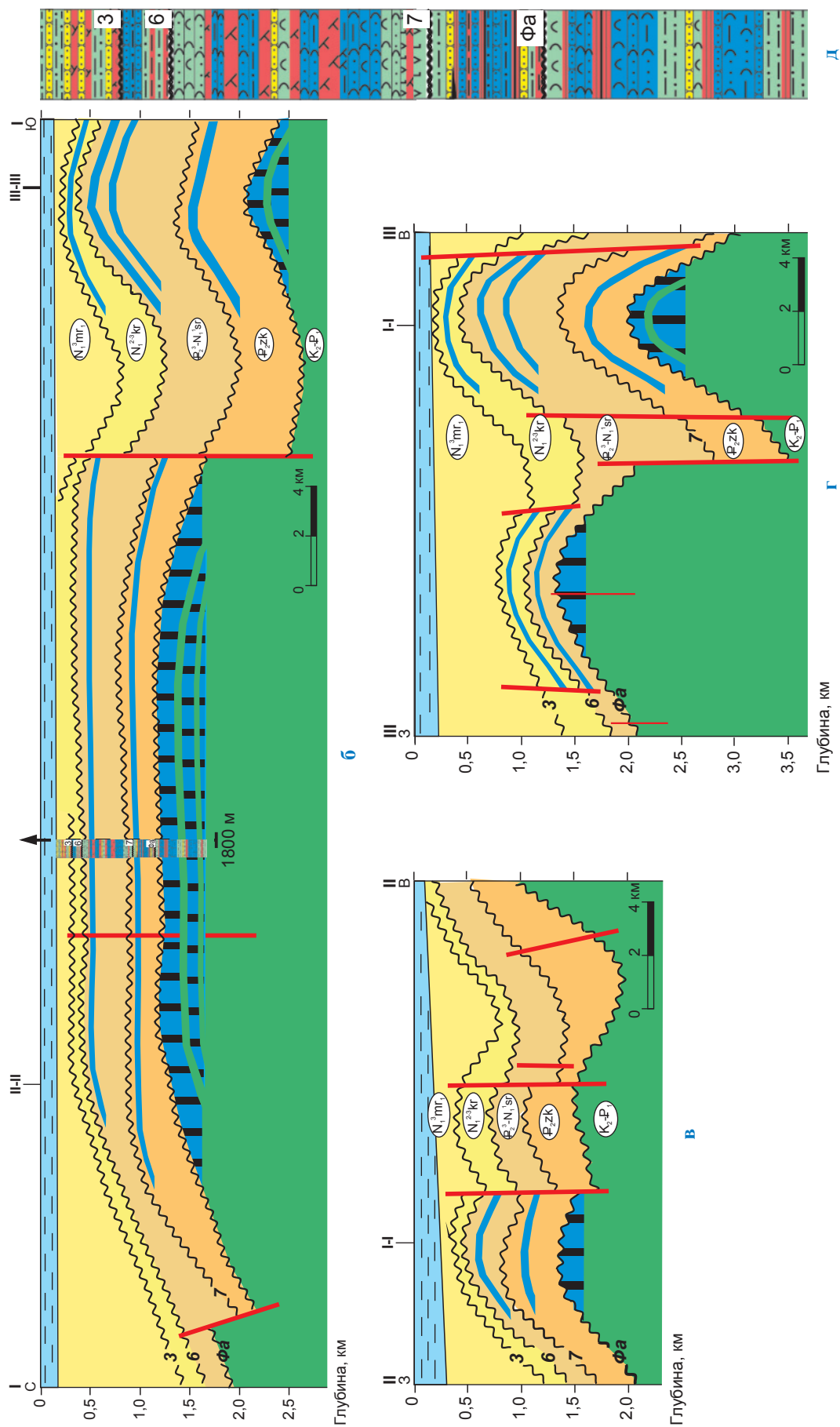


Рис. 5. Холмская структура: а – структурная карта кровли сергеевского комплекса (ОГ 6) (с использованием материалов ОАО «ДМНГ», ВНИГРИ и ВНИГНИ); б, в, г – профильные разрезы по линиям I–I, II–II, III–III соответственно; д – литология. См. экспликацию к рис. 2, 3

периклинальной части Бошняковская структура тектонически экранирована диагональным юго-западно – северо-восточным сдвиговым разломом. В ловушках Бошняковской структуры с учетом наличия пластов-коллекторов и флюидоупоров прогнозируется до 10 залежей УВ, включая возможную залежь в вершинной части горста по поверхности акустического фундамента. При наличии трещинного коллектора залежи УВ здесь возможны в случае перекрытия вершины и склонов горста куполообразным флюидоупором, а также при условии непроницаемости разлома, экранирующего юго-восточную часть горста.

В Бошняковской структурной зоне также выявляются полностью тектонически экранированные ловушки – Южно- и Западно-Бошняковские, на северо-востоке Пельвинская и на северо-западе Белкинская, нефтегазоносность которых полностью определяется степенью герметичности экранирующих их разломов.

На шельфе южной части западного побережья Сахалина в Исикари-Западно-Сахалинском прогибе выявлена Холмская группа структур (рис. 5). На суше напротив этой структурной зоны открыто Георгиевское месторождение нефти с залежью в породах палеогенового возраста, и зафиксировано множество нефтегазопроявлений в морских и сухопутных скважинах. Наиболее крупная Холмская структура близка по морфологии и размерам к Бошняковской. Она также представляет собой вытянутую вдоль западного побережья Сахалина приразломную складку, имеющую размеры 16×3 км и амплитуду более 400 м. Южнее расположена еще одна межразломная структура, но над погруженным блоком пород акустического фундамента, а на юго-востоке – небольшая, также внутригорстовая, структура.

В пределах Холмской структурной зоны наблюдается сокращенная толщина осадочного чехла, несмотря на наличие в его основании западно-камышового комплекса пород эоценового возраста. Все упоминаемые выше стратиграфические комплексы осадочных пород были подвергнуты частичной денудации при сохранении унаследованного структурного плана и морфологии структур. При этом толщина верхнемаруямского комплекса пород сильно изменчива над разными структурами, но в целом значительно сокращена, им утрачены флюидоупорные свойства, и он не может содержать

скоплений УВ. Курасийский комплекс пород также сильно сокращен, но может содержать резервуары, благоприятные для скоплений УВ, только над погруженными блоками акустического фундамента.

В нижележащих комплексах пород Холмской структуры – в сергеевском, западно-камышовом – и в породах акустического фундамента имеются пласты-коллекторы, в которых в связи с перекрытием их флюидоупорами возможны залежи УВ. На Холмской структуре в пределах наиболее приподнятого блока прогнозируются по одной залежи в сергеевском и западно-камышовом комплексах и массивно-пластовая, возможно, массивно-очаговая залежь в породах акустического фундамента. На структуре к югу от Холмской в пределах погруженного блока толщины сергеевского и западно-камышового комплексов пород по сравнению с блоком Холмской структуры увеличиваются примерно в два раза. Здесь, вероятно, сохранились природные резервуары в сергеевском комплексе пород, и, следовательно, можно прогнозировать больше залежей УВ. Нужно отметить также благоприятные структурные условия и наличие перекрытия породами-флюидоупорами выступа пород акустического фундамента, в которых также возможны залежи УВ.

Ламанонская структура, наиболее близкая к Изильметьевскому месторождению и к берегу Сахалина в районе сухопутного месторождения Поле шахты Углегорская, а также прибрежные структуры к северу от Изильметьевского месторождения, наиболее привлекательна из которых Бошняковская, могут быть первоочередными объектами для детализационных работ и локального прогноза газонефтеносности.

С учетом важности подтверждения повсеместной промышленной нефтегазоносности Западно-Сахалинского шельфа целесообразно продолжить нефтегазопроисковые работы в северной, центральной и южной частях Западно-Сахалинского шельфа. При этом необходимо применять современные методы локального прогноза нефтегазоносности с опережающим (до бурения первой поисковой скважины) применением 3D-сейсморазведки в комплексе с электроразведкой и геохимической съемкой. В пределах Изильметьевской зоны нефтегазонакопления необходимы обязательная привязка к пока единственному Изильметьевскому

месторождению и априорный учет наличия ложных флюидоупоров с целью корректировки локального прогноза нефтегазоносности (путем оценки максимально возможного интервала заполнения ловушки УВ флюидом по положению подошвы пласта-флюидоупора на критической седловине локального поднятия или участке экранирующего разлома для конкретного стратиграфического комплекса отложений или консолидированных пород).

Поисковые скважины следует проектировать с учетом технически доступной глубины. На высокоамплитудных выступах мелраннепалеогеновых пород, куполообразно перекрытых пластами флюидоупорами, поисковые скважины при наличии положительных критериев нефтегазоносности нижних горизонтов осадочного чехла целесообразно бурить до вскрытия самых нижних прогнозируемых контактов залежей УВ с пластовыми водами. В случае пластовых типов залежей или неполного вскрытия залежей массивного типа необходим прогноз нефтяных оторочек.

С учетом более достоверного картирования локальных структур и выполнения локального прогноза нефтегазоносности возможно составление детальных 3D-моделей каждого прогнозируемого месторождения с вероятностной оценкой ожидаемых запасов УВ и обоснованием местоположения, глубины и минимально необходимого количества глубоких скважин. При достоверном прогнозе модели месторождения оптимальным вариантом будет являться одна поисковая и одна-три разведочные скважины в зависимости от сложности строения, размеров и ожидаемых запасов УВ.

Следует также обратить внимание на то, что теоретически прогнозируемые залежи УВ в нижних горизонтах осадочного чехла и породах фундамента требуют тщательной проверки современными методами локального прогноза, основанными на комплексировании 3D-сейсморазведки, электроразведки, высокоточной грави- и магниторазведки, геохимических и др. методов.

Список литературы

1. Григоренко Ю.Н. Углеводородный потенциал континентального шельфа России, состояние и проблемы освоения / Ю.Н. Григоренко, И.М. Мирчинк, В.И. Савченко и др. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – Спецвыпуск. – С. 14–71.
2. Шейн В.С. Геодинамика и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Дальнего Востока / В.С. Шейн, В.А. Игнатова. – М.: ВНИГНИ, 2007. – 296 с.
3. Арешев Е.Г. Нефтегазоносность окраинных морей Дальнего Востока и Юго-Восточной Азии / Е.Г. Арешев. – М.: Зарубежнефть, 2003. – 288 с.
4. Месторождения полезных ископаемых. Япония // Каталог минералов.ru. – <http://www.catalogmineralov.ru/deposit/japan/>
5. Модель глубинного строения бассейна Уэцу // Глубинное строение осадочных бассейнов Земли / Геофизический центр РАН. – http://www.wdcb.ru/sep/sedimentary_basins/Japsea/models/Uetsu_mod.ru.html
6. Жаров А.Э. Геология, геодинамика и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Татарского пролива / А.Э. Жаров, Г.Л. Кириллова, Л.С. Маргулис и др. // Осадочные бассейны Востока России. Т. 2. – Владивосток: ДВО РАН, 2004. – С. 49–50.
7. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона / В.В. Харахинов. – М.: Научный мир, 2010. – 276 с.
8. Зоненшайн Л.П. Тектоника литосферных плит территории СССР: в 2 кн. / Л.П. Зоненшайн, М.И. Кузмин, Л.М. Натапов. – М.: Недра, 1990. – Кн. 1. – 328 с.; Кн. 2. – 334 с.
9. Нечаюк Е.А. Структуры и нефтегазоносность бассейнов Татарского прогиба / Е.А. Нечаюк, А.И. Обжиров // Вестник КРАУНЦ: Науки о Земле. – 2010. – № 2 (16). – С. 27–34.
10. Астафьев Д.А. Нефтегазогеологическое районирование и особенности строения осадочных бассейнов акваториальной части Дальнего Востока России. Проблемы и пути эффективного освоения минерально-сырьевых ресурсов Сибири и Дальнего Востока / Д.А. Астафьев, В.А. Игнатова // Труды Востокгазпрома. Тема: STT. – 2000. – С. 43–47.
11. Астафьев Д.А. Геодинамические модели и прогноз зон нефтегазонакопления акваториальных бассейнов Дальнего Востока России / Д.А. Астафьев, В.А. Игнатова // Геодинамика, стратиграфия и нефтегазоносность осадочных бассейнов России: сб. тр. ВНИГНИ. – М.: ВНИГНИ, 2001. – С. 70–86.

Forecast for oil and gas presence offshore Western Sakhalin

D.A. Astafyev^{1*}, A.V. Tolstikov¹, L.A. Naumova¹, V.A. Ignatova²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Federal State Budgetary Institution «All-Russian Research Geological Oil Institute», Bld. 36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russian Federation

* E-mail: D_Astafiev@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. In connection with accumulation of new geological and geophysical materials related to geological structure and oil-gas bearing capacity of the western shelf of Sakhalin, a forecast for oil-gas-bearing capacity of the sedimentary cover and foundation rocks at all available for exploration coastal offshore structures of western Sakhalin has been carried out. It was ascertained that absolutely all waste wells at this region had been drilled beyond the contours of the structures due to poor validity of initial seismic mapping, which had not afforded to determine presence of hydrocarbon deposits in the roof sections of real structures.

According to drilling results, the existence of favorable combination of reservoir strata and fluid traps practically in all outlined suites of the sedimentary cover and at the protrusions of the foundation rocks is substantiated. The complete models are designed both for the unique here Izlymetyev gas field, and for predictable fields at Lamanon, Boshnyakovo and Kholmsk zones of oil-gas accumulation.

Keywords: western shelf of Sakhalin, forecast for oil-gas presence, sedimentary cover, foundation rocks, complete model of a field.

References

1. GRIGORENKO, Yu.N., I.M. MIRCHINK, V.I. SAVCHENKO et al. Hydrocarbon potential of Russian continental shelf, state of art and issues of exploration [Uglevodorodnyy potentsial kontinentalnogo shelfa Rossii, sostoyaniye i problem osvoyeniya]. *Mineralnyye resursy Rossii. Ekonomika i upravleniye*. 2006, special iss., pp. 14–71. ISSN 0869-3188. (Russ.).
2. SHEIN, V.S. and V.A. IGNATOVA. *Geodynamics and outlooks for oil and gas presence in the Far-Eastern sedimentary basins* [Geodinamika i perspektivy neftegazonosnosti osadochnykh basseynov Dalnego Vostoka]. Moscow: All-Russian Research Geological Oil Institute, 2007. (Russ.).
3. ARESHEV, Ye.G. *Oil-gas-bearing capacity of shelf seas at Far East and South-Eastern Asia* [Neftegazonosnost okrainnykh morey Dalnego Vostoka i Yugo-Vostochnoy Azii]. Moscow: Zarubezhneft, 2003. (Russ.).
4. Fields of mineral products. Japan [Mestorozhdeniya poleznykh iskopayemykh. Yaponiya]. In: *Katalog mineralov.ru* [online]. [viewed on 16 May 2017]. Available from: <http://www.catalogmineralov.ru/deposit/japan>. (Russ.).
5. GEOPHYSICAL CENTER OF RAS. Depth structure model of Uetsu basin [Model glubinnogo stroeniya basseyna Uetsu]. In: *Glubinnoye stroeniye osadochnukh basseynov Zemli* [online]. [viewed on 13 June 2017]. Available from: http://www.wdcb.ru/sep/sedimentary_basins/Japsea/models/Uetsu_mod.ru.html. (Russ.).
6. ZHAROV, A.E., G.L. KIRILLOVA, L.S. MARGULIS et al. Geology, geodynamics and outlooks for oil and gas presence in the sedimentary basins of Tatar Strait [Geologiya, geodinamika i perspektivy neftegazonosnosti osadochnykh basseynov Tatarskogo proliva]. In: *Sedimentary basins at the East of Russia* [Osadochnyye basseyny Vostoka Rossii]. Vladivostok: Far Eastern Branch of RAS, 2004, vol. 2, pp. 49–50. (Russ.).
7. KHARAKHINOV, V.V. *Oil-gas geology of the Sakhalin region* [Neftegazovaya geologiya Sakhalinskogo regiona]. Moscow: Nauchnyy mir, 2010. (Russ.).
8. ZONENSHAYN, L.P., M.I. KUZMIN, L.M. NATAPOV. *Tectonics of lithosphere plates at the territory of USSR* [Tektonika litosfernykh plit territorii SSSR]: in 2 bks. Moscow: Nedra, 1990. (Russ.).
9. NECHAYUK, Ye.A. and A.I. OBZHIROV. Structures and oil-gas-bearing capacity of the basins in Tatar Depression [Struktury i neftegazonosnost basseynov Tatarskogo progiba]. *Vestnik KRAUNTs: Nauki o Zemle*. 2010, no. 2 (16), pp. 27–34. ISSN 1816-5524. (Russ.).
10. ASTAFYEV, D.A. and V.A. IGNATOVA. Oil-gas-geological zoning and features of sedimentary basins' structure in the aquatory part of Far-Eastern region of Russia. Issues and ways for effective exploration of raw mineral resources in Siberia and at Far East [Neftegeozologicheskoye rayonirovaniye i osobennosti stroeniya osadochnykh basseynov akvatorialnoy chasti Dalnego Vostoka Rossii. Problemy i puti effektivnogo osvoyeniya mineralno-syryevykh resursov Sibiri i Dalnego Vostoka]. In: *Proc. of Vostokgazprom. Theme: STT*. 2000, pp. 43–47. (Russ.).
11. ASTAFYEV, D.A. and V.A. IGNATOVA. Geodynamic models and forecast for zones of oil and gas accumulation in the aquatory basins at Far East of Russia [Geodinamicheskiye model ii prognoz zon neftegeozonakopleniya akvatorialnykh basseynov Dalnego Vostoka Rossii]. In: *Geodynamics, stratigraphy and oil-gas-bearing capacity of the sedimentary basins in Russia* [Geodinamika, stratigrafiya i neftegazonosnost osadochnykh basseynov Rossii]: proc. of VNIIGI. Moscow: All-Russian Research Geological Oil Institute, 2001, pp. 70–86. (Russ.).