

УДК 553.981

Е.В. Захаров, А.В. Толстикова, М.А. Калита

Основные результаты поисковых работ в блоке IV и геологическое обоснование очередности проведения поисково-разведочных работ в блоках I и II проекта «Сахалин-3»

Ключевые слова:

поисково-разведочные работы, шельф, Сахалин, ресурсы.

Keywords:

exploration, shelf, Sakhalin, resources.

Лицензии на Восточно-Одоптинский (блок I), Айяшский (блок II) и Киринский (блок IV) участки недр проекта «Сахалин-3» (ШОМ14717НР) выданы ОАО «Газпром» Федеральным агентством по недропользованию МПР России 22.07.2009 г. (рис. 1).

Участки расположены на северо-восточном шельфе о. Сахалин в Северо-Сахалинском прогибе, но участки блоков I и II – в северной гипсометрически поднятой его части, а участок блока IV – в южной опущенной части.

Разрез осадочных отложений в Северо-Сахалинском прогибе подразделяется на два структурных этажа: условный сейсмоакустический фундамент верхнемелового возраста, сложенный вулканогенно-осадочными породами, и чехол, представленный терригенно-кластическими отложениями кайнозойского возраста.

Промышленная нефтегазоносность установлена в разрезе средне-верхнемиоценового (окобыкайский и нижненутовский горизонты), ниже-среднемиоценового (уйнинский и дагинский горизонты) и верхнеолигоценного (даехуриинский горизонт) комплексов.

В отложениях указанных комплексов сформировались мощные системы пластовых резервуаров с оптимальным соотношением коллекторов и флюидоупоров. Коллекторы представлены песчано-алевритовыми пластами, сформировавшимися большей частью в условиях дельтовой платформы, авандельты, продельты и верхней сублиторали. Они характеризуются хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС): пористость – 19–30 %, проницаемость – от 100 мД до 1 Д и более.

Наиболее крупные месторождения углеводородов (УВ) в Северо-Сахалинском прогибе приурочены к ловушкам, в формировании которых значительную роль сыграл конседиментационный фактор. Такие ловушки при прочих благоприятных условиях обычно характеризуются высоким коэффициентом заполнения (0,5–0,9). Коэффициент заполнения постседиментационных ловушек обычно изменяется в пределах 0,1–0,5.

В целом по месторождениям северо-восточного шельфа о. Сахалин с северо-запада на юго-восток установлено изменение фазового состояния залежей миоценовых пластов с XVI по XXIV (происходит увеличение газовой составляющей). Содержание стабильного конденсата в газе месторождений Северо-Сахалинского прогиба местами превышает 100 г/м³ (например, на блоке IV – 162 г/м³) при среднем значении 41 г/м³.

Сравнительный анализ геологического строения и нефтегазоносности выявленных месторождений и перспективных локальных структур-ловушек в блоках I, II и IV Восточно-Одоптинского, Айяшского и Киринского лицензионных участков недр в пределах Северо-Сахалинской нефтегазоносной области (НГО) показал, что в направлении с севера на юг по мере удаления от источника сноса прослеживается ослабление влияния дельты р. Амур и ухудшение литологического состава, фациальных условий и мощности уйнинско-дагинского, окобыкайского и нижненутовского нефтегазоносных горизонтов. Это четко видно в пределах Восточно-Одоптинского, Айяшского и особенно Киринского участков.

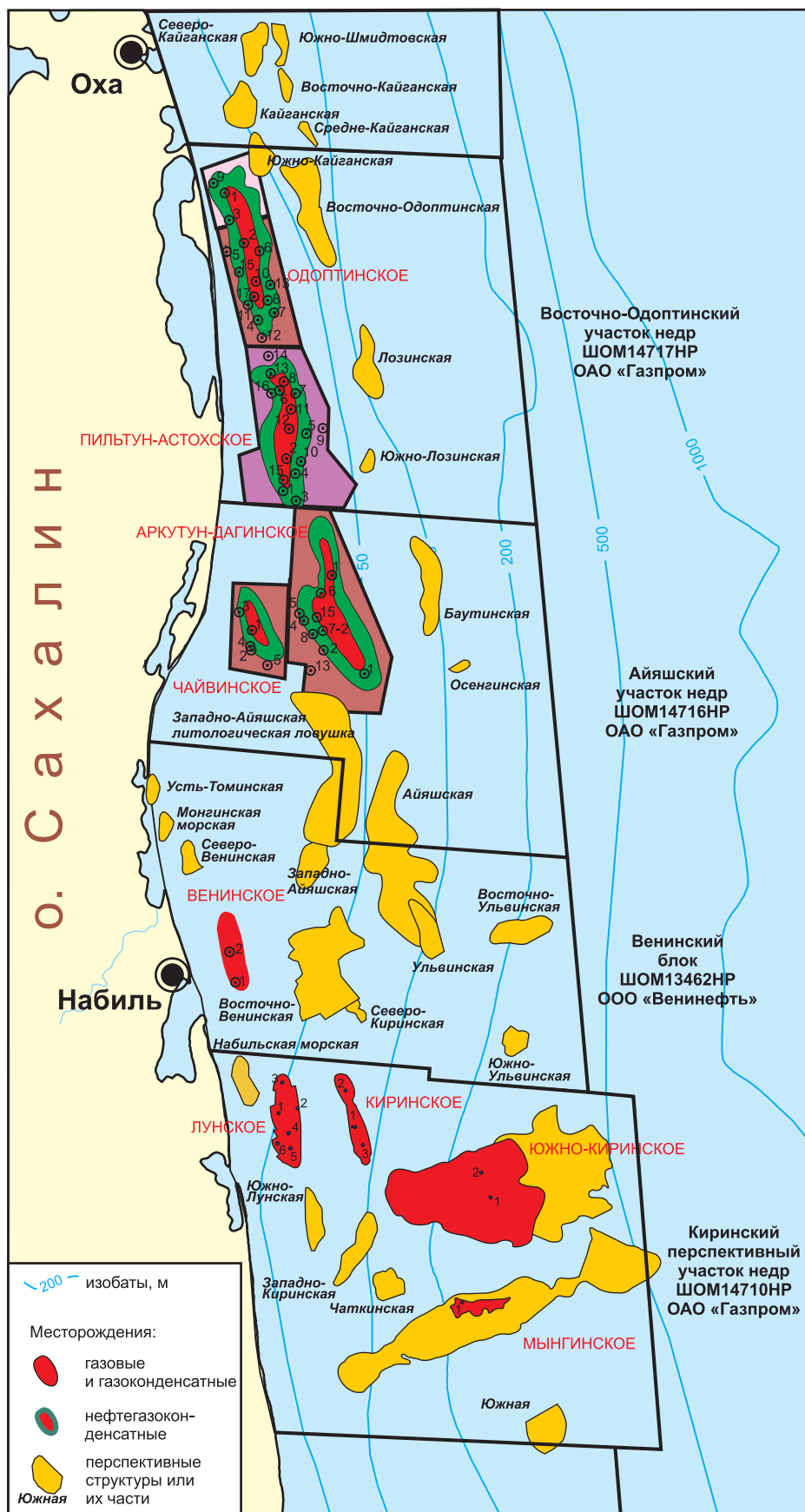


Рис. 1. Схема размещения лицензионных участков, выявленных газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений и перспективных структур-ловушек в блоках II и IV проекта «Сахалин-3»

В конце дагинского времени в Северо-Сахалинский бассейн поступало большое количество песчаного материала с запада за счет дельт рек Палеоамгунь и Палеотумнин. Именно в связи с этим в Киринском, Южно-Киринском и Мынгинском газоконденсатных месторождениях (ГКМ) блока IV были выявлены существенные запасы категорий C_1 и C_2 .

В то же время установлено, что толщина верхнедагинских отложений заметно уменьшается в восточном направлении. В том же направлении выявлено ухудшение литолого-фациальных условий указанных отложений. На востоке Южно-Киринского и Мынгинского ГКМ (блок IV) по интерпретации материалов сейсморазведки 3D установлены две границы ухудшения коллекторских свойств верхнедагинских отложений – первая связана с частичным замещением коллекторов непроницаемыми породами, вторая – с полным отсутствием продуктивных отложений в результате фациального выклинивания (рис. 2).

На сейсмических разрезах через Южно-Киринскую и Мынгинскую структуры (блок IV) кровельная часть позднемезозойского комплекса сопровождается сильными отрицательными амплитудными аномалиями, связанными с наличием кавернозно-трещинных резервуаров.

В связи с этим в одной из последующих разведочных скважин на Южно-Киринском месторождении необходимо вскрыть эти отложения в благоприятных структурных условиях и изучить их возможную нефтегазоносность.

Кроме того, в блоке IV остались неопискованными три локальные структуры-ловушки, в которых оценены локализованные прогнозные ресурсы кат. $D_{1л}$ свободного газа: Западно-Киринская, Южно-Лунская и Чаткинская.

В пределах блока I ведется разработка Одоптинского морского и Пильгун-Дагинского нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ).

Перспективная Восточно-Одоптинская антиклинальная зона расположена параллельно Одоптинской антиклинальной зоне и простирается в северо-северо-западном направлении на расстояние более 150 км при ширине 10–12 км (см. рис. 1).

В пределах зоны выделены Восточно-Одоптинская (36×7 км), Лозинская ($19,5 \times 6$ км), Южно-Лозинская ($9,0 \times 4,0$ км) и Шивчибинская ($13,6 \times 7,2$ км) структуры. Наиболее крупные конседиментационные перспективные структу-

ры – Восточно-Одоптинская и Лозинская – имеют линейную форму и ориентированы в северо-северо-западном направлении (см. рис. 1).

По аналогии с Одоптинским морским НГКМ в пределах Восточно-Одоптинской структуры наиболее вероятны пластовые сводовые, а также литологически экранированные газоконденсатные залежи с нефтяными оторочками и нефтегазоконденсатные залежи. Залежи предполагаются в различных литологических пачках нижненутовских отложений, выделенных по условным сейсмическим горизонтам 3 (уровень VI–XI пластов), 4 (уровень XII–XX пластов), 21 (уровень XXI пласта), сформированным в основном в условиях склоновых шлейфов (рис. 3а).

Кровля верхненутовского подгоризонта в присводовой части Восточно-Одоптинской ловушки выходит на дно моря, поэтому разрез отложений этого комплекса, залегающего выше глубины 600 м, малоперспективен.

В верхней и средней частях верхненутовского разреза на восточном (опущенном) крыле Восточно-Одоптинской структуры вероятно выявление литологически и тектонически экранированных залежей, приуроченных к песчаным телам конусов выноса.

В отложениях дагинского комплекса вероятно обнаружение пластовых сводовых (возможно, массивно-пластовых) нефтегазоконденсатных залежей, в интервале глубин 1000–1500 м в песчано-алевролитовых телах, сформированных в конусах выноса и турбидитных покровах.

Значительным нефтегазовым потенциалом, по мнению геологов, обладают и трещиноватые верхнемеловые отложения в пределах северной части Восточно-Одоптинской антиклинальной зоны, где они залегают на относительно небольших (2,0–3,5 км) глубинах и характеризуются благоприятными условиями нефтегазообразования и аккумуляции УВ.

Перспективными считаются эти отложения также в пределах Киринской группы структур, где они залегают на глубинах 3,5–4,5 км.

Уместно напомнить, что в районе месторождения Окружное (на суше) в отложениях того же возраста получена нефть из верхнемеловых трещиноватых серпентинитов, образовавшихся в результате гидротермального процесса серпентинизации ультраосновных пород, составляющих Восточно-Сахалинский офиолитовый (гипербазитовый) пояс. Распространение этого

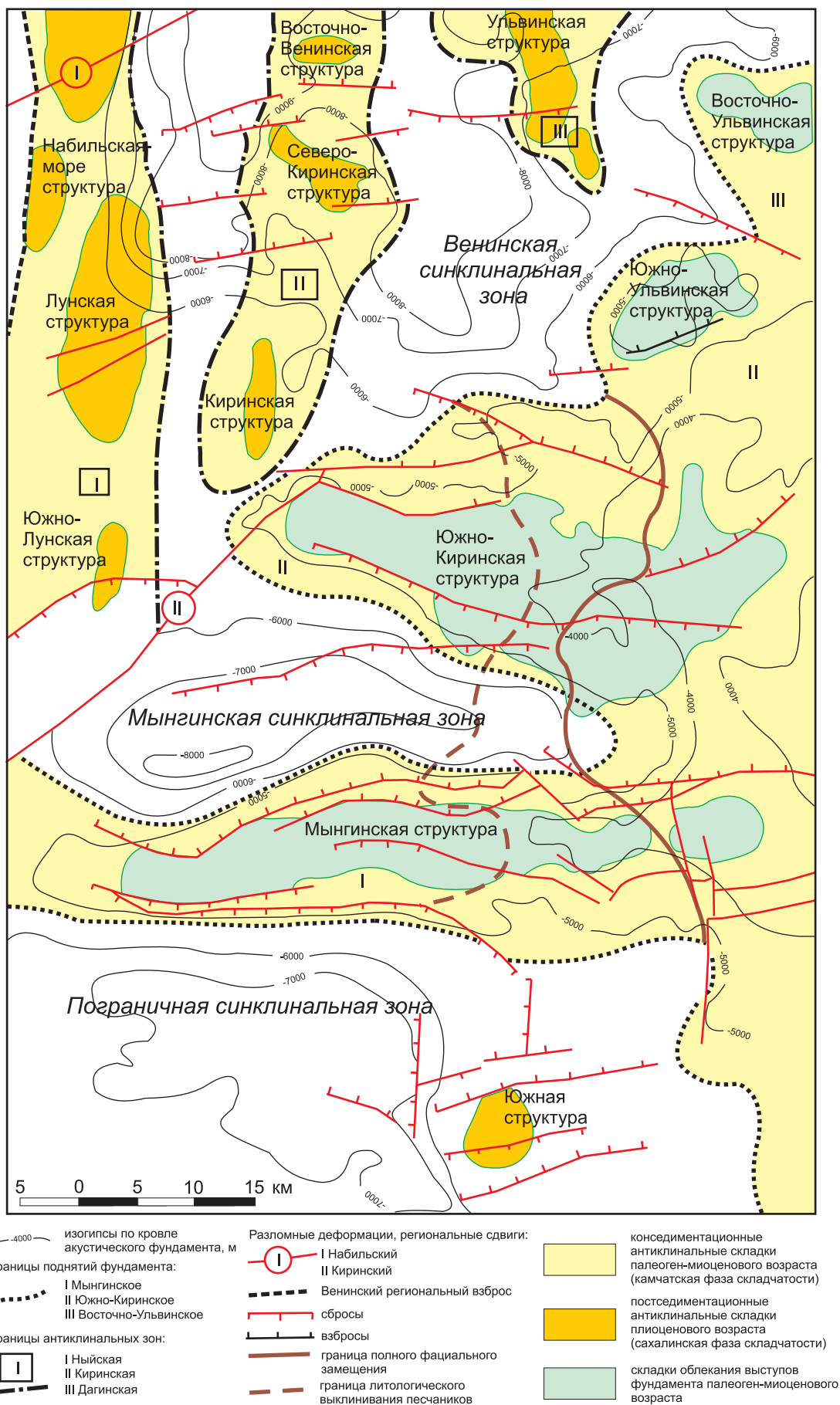


Рис. 2. Особенности геологического строения Кириинского участка

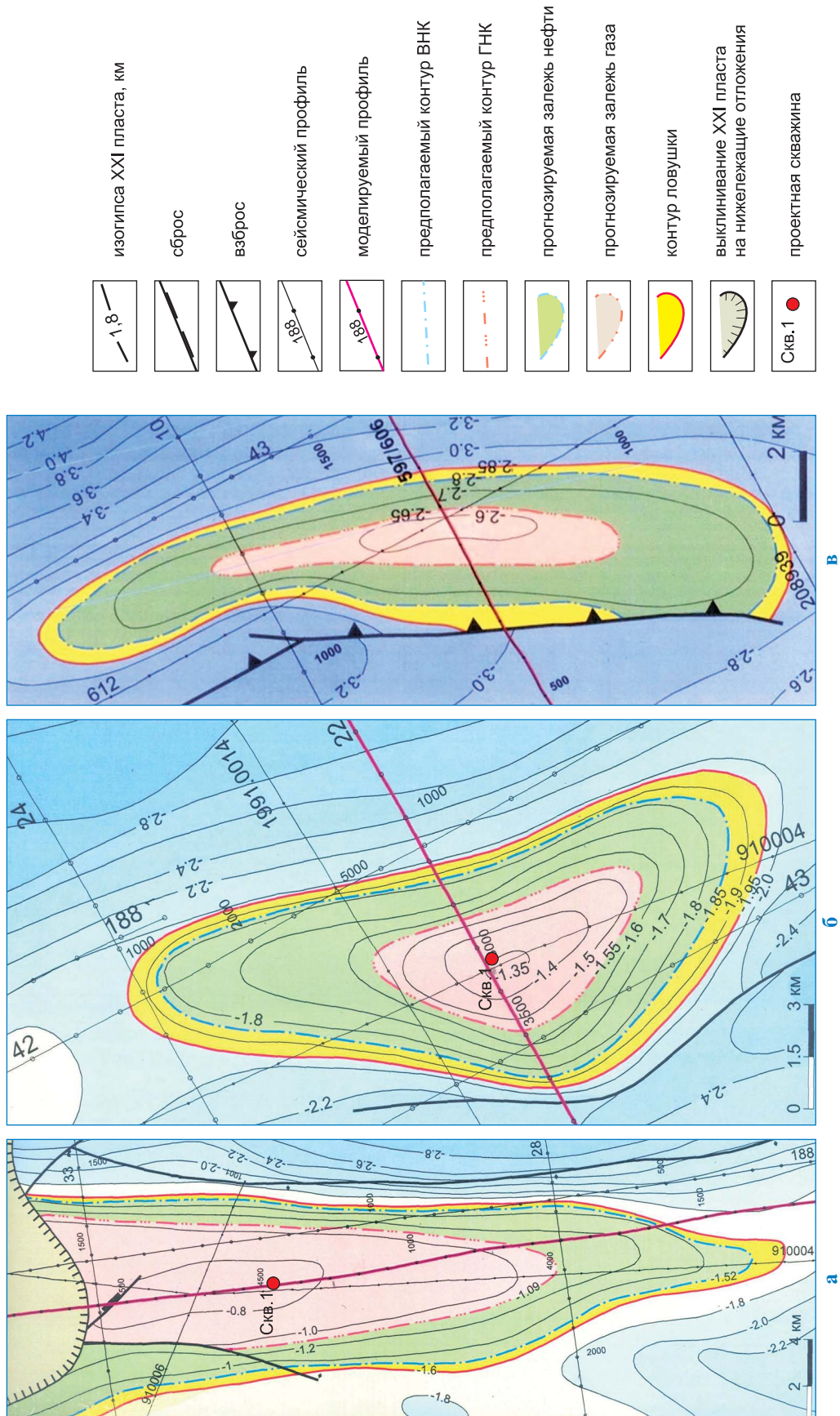


Рис. 3. Структурная карта ловушки по уровню XXI пласта нижнеуфловского подгоризонта: а – Восточно-Одонтинская, б – Лозинская, в – Баутинская структуры (ВНК – водонефтяной контакт, ГНК – газонефтяной контакт)

пояса фиксируется в магнитном поле положительными аномалиями.

Лозинская антиклинальная складка расположена южнее Восточно-Одоптинской, кулисообразно сочленяясь с ней, и имеет дугообразную форму. Северная часть складки имеет северо-восточное простирание, южная – юго-восточное. Амплитуда складки по уровню XXI пласта составляет 600 м, размеры по замкнутой изогипсе 1950 м – 17,0 × 6,0 км (см. рис. 3б).

В пределах этой ловушки вероятно обнаружение пластовых сводовых и массивно-пластовых газоконденсатных залежей с нефтяными оторочками и нефтегазоконденсатных залежей в предполагаемых резервуарах во всех регионально перспективных комплексах. Наиболее перспективными в разрезе Лозинской ловушки (по аналогии с расположенным в 10 км западнее от нее Пильтун-Астохским месторождением) являются нижненутовские отложения.

В верхней части уйнинско-дагинского комплекса, залегающего в интервале глубин 1800–2300 м, вероятно выявление нефтегазоконденсатных залежей в пластовых резервуарах с коллекторами порового типа.

По уровню XXI пласта, в нижней части нижненутовских отложений, Лозинская ловушка характеризуется наибольшими размерами (площадью 45,2 км²) (см. рис. 3б).

Обе упомянутые выше наиболее перспективные структуры относятся к конседиментационному типу, причем поисковый риск составляет всего 25 %.

В Айяшском блоке II открыты и разрабатываются два месторождения УВ: Чайвинское и Аркутун-Дагинское. Залежи нефти, газа и конденсата Чайвинского месторождения относятся к группе пластовых сводовых, выявлены в отложениях нижней части верхненутовского и нижненутовского комплексов, залегают на глубинах 1150–2920 м и связаны с коллекторами порового типа. Скважинами вскрыты 10 продуктивных пластов, содержащих одну газовую (II пласт), одну нефтяную (XIV пласт), две газоконденсатные с нефтяными оторочками (XVI–XVII пласты) и пять газоконденсатных залежей (XVIII–XXII пласты). Высоты залежей – 100–260 м. Коллекторы порового типа представлены песчано-алевритовыми породами.

Залежи нефти, газа и газоконденсата Аркутун-Дагинского месторождения выявлены в песчаных и песчано-алевритовых пластах-коллекторах порового типа нижненутовского

подгоризонта на глубинах 1680–2800 м. ФЕС коллекторов изменяются в широком диапазоне и имеют следующие характеристики: пористость – 16–30 %, проницаемость – 0,021–0,84 мкм², глинистость – 9–20 %. Общие толщины пластов-коллекторов тоже колеблются в широких пределах – от 14,2 до 47,7 м.

Восточнее выявленных месторождений выделяется ряд антиклинальных структур, наиболее крупными из которых являются Айяшская и Баутинская, расположенные в Дагинской антиклинальной зоне (см. рис. 1). Первая характеризуется размерами 25 × 6 км и амплитудой 125 м, вторая – размерами 21,5 × 4,5 км и амплитудой 200 м.

Айяшская структурная ловушка выделена по сейсмическим горизонтам 5а и ОГ4. Сейсмический горизонт 5а в пределах ловушки соответствует уровню XXX пласта. Сейсмический горизонт ОГ4 закартирован в верхней части нижненутовского промышленно-нефтегазоносного подгоризонта и соответствует уровню XIX–XXIII пластов, продуктивных на Аркутун-Дагинском морском месторождении (рис. 4).

По кровле сейсмического горизонта 5а Айяшская тектонически экранированная с севера ловушка, оконтуренная изогипсой 2850 м, представляет собой сложнопостроенную трехкупольную брахиантиклинальную структуру. В пределах ловушки по указанному сейсмическому горизонту вероятно выявление пластовых сводовых и тектонически экранированных нефтегазоконденсатных залежей.

По кровле верхней пачки песчано-алевритовых пластов нижненутовского подгоризонта по условному сейсмическому горизонту 4 Айяшская структура оконтурена изолинией 1475 м и имеет размеры 22,0 × 5,0 км, амплитуда складки – 125 м, площадь – 100,4 км². Складка разбита серией разрывных нарушений юго-восточного простирания в основном взбросового типа, амплитуда взбросов – 30–100 м. В связи с этим здесь возможно выявление пластовых сводовых тектонически экранированных нефтегазоконденсатных залежей.

Баутинская структура, расположенная в северо-восточной части упомянутого Айяшского лицензионного участка, представляет собой линейно вытянутую приразломную складку, имеющую двухкупольное строение. Амплитуда складки составляет 150–250 м.

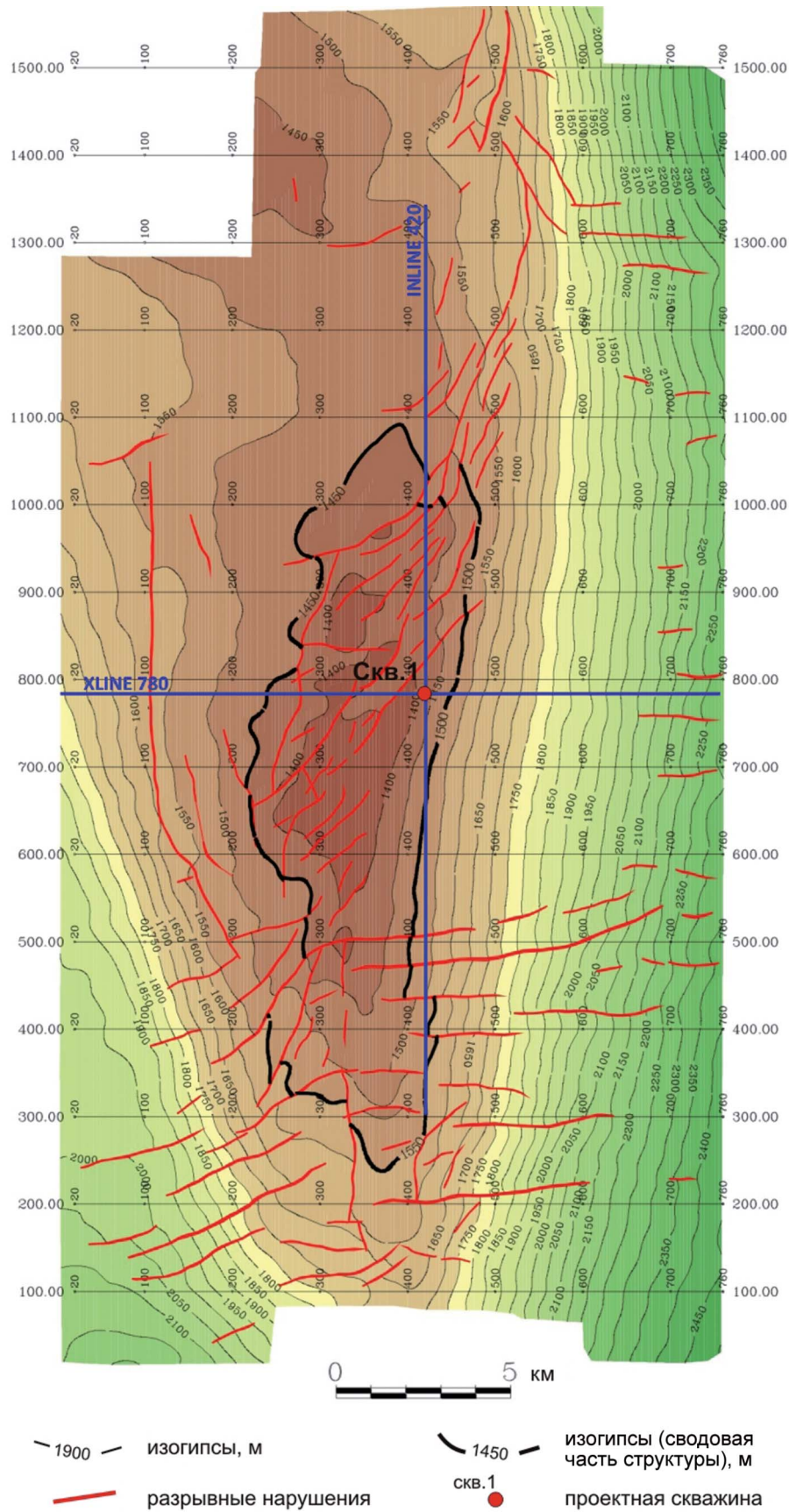


Рис. 4. Айяшская структура. Структурная карта по кровле нижненутовских отложений (ОГ4) по данным сейсмозвездки 3D (XLINE 780 и INLINE 420 – линии основных сейсмопрофилей)

Западное крыло структуры относительно пологое (8–10°), восточное – более крутое (10–12°).

Наибольшими размерами структура характеризуется по уровню XXI нижненутовского пласта. Площадь структуры по замкнутой изолинии 2850 м этого горизонта – 74 км².

На Баутинской структуре по аналогии с Одоптинским и Пильтун-Астохским НГКМ залежи УВ ожидаются в разрезе нижненутовских отложений, выделенных по условным сейсмическим горизонтам 3 (уровень VI–XI пластов в номенклатуре Одоптинского месторождения), 4 (уровень XII–XX пластов), 21 (уровень XXI–XXVI пластов), сформированным в основном в условиях склоновых шлейфов. Прогнозируются залежи пластовые сводовые тектонически и литологически экранированные газоконденсатные с нефтяными оторочками, а также нефтегазоконденсатные (рис. 3в).

Залежи УВ в пластовых резервуарах этой структуры прогнозируются также в верхней части дагинских отложений. Кроме того, в пределах Баутинской структуры не исключено наличие массивно-пластовых резервуаров с трещинно-поровым типом коллектора, возможно, содержащих залежи УВ в нижней части уйнинско-дагинского разреза. В верхненутовском комплексе тоже прогнозируются залежи УВ как пластового, так и линзовидного типов с поровым типом коллектора, что подтверждается результатами моделирования углеводородных систем.

Южно-Баутинская, Осенгинская и Южно-Осенгинская структуры, расположенные юго-восточнее, прослежены по сейсмическим горизонтам 6, 5а, 5b и 4 в интервале глубин 2700–4500 м и характеризуются незначительными размерами (см. рис. 1). Ввиду низкого гипсометрического положения, большой удаленности от берега, увеличения глубин моря и менее перспективного для обнаружения пород-коллекторов разреза на данном этапе изученности эти три структуры не могут рассматриваться как первоочередные объекты для поисков УВ.

В недрах перечисленных наиболее перспективных локальных структур-ловушек по блокам I и II проекта «Сахалин-3» оценены геологические локализованные прогнозные ресурсы газа, конденсата и нефти категорий C₃+D_{1n}. Обобщенные результаты этих оценок приведены в таблице, согласно которой сумма геологических локализованных ресурсов категорий C₃+D_{1n} по I и II блокам по состоянию на 01.01.2009 г. составляет (от общих геологических локализованных ресурсов в Северо-Сахалинской НГО) по свободному газу – 70,6 %, нефти и конденсату – 85 %.

Следует подчеркнуть, что перспективные локальные структуры-ловушки блоков I и II (прежде всего Восточно-Одоптинская и Айяшская) характеризуются наиболее вероятным наличием скоплений не только газа, но и нефти.

Обобщенные результаты оценки геологических локализованных ресурсов УВ категорий C₃+D_{1n} по наиболее перспективным объектам в блоках I и II

№	Наименование локальных структур-ловушек	Глубина залегания (последняя замкнутая изогипса / глубина моря), м	Максимальная амплитуда ловушки, м	Локализованные ресурсы категорий C ₃ +D _{1n}		Вероятный поисковый риск (по объектам), % ρ _p , %	Ожидаемые запасы категории C ₁	
				газ, млрд м ³	нефть + конденсат, млн т		газ, млрд м ³	нефть + конденсат, млн т
Проект «Сахалин-3»								
Блок I								
1	Восточно-Одоптинская	–1800/55	800	150,0	240,0	> 25	112,5	180,0
2	Лозинская	–2450/(65–85)	650	130,0	149,5	> 25	97,5	112,1
Итого				280,0	389,5	> 25	210,0	292,1
Блок II								
3	Баутинская	–3800/90	250	70,0	103,5	37	44,1	84,1
4	Айяшская	–3150/70	350	144,0	140,0	37	90,7	126,0
Итого				214,0	243,5	37	134,8	210,1
Всего				494,0	633,0		344,8	502,2

Результаты оценки геологических локализованных ресурсов УВ категорий C_3+D_{1n} убедительно свидетельствуют о том, что выбранные по геолого-геофизической информации поисковые объекты характеризуются высокой концентрацией в своих недрах локализованных прогнозных ресурсов газа и нефти. Основная часть площади перспективных локальных структур-ловушек на лицензионных блоках I и II проекта «Сахалин-3» сосредоточена на глубинах дна от 55 до 90 м.

С учетом вероятного поискового риска по наиболее перспективным структурам блоков I и II были рассчитаны ожидаемые запасы газа, а также нефти и конденсата (см. таблицу).

На основании вышеизложенного очевидно, что первоочередной интерес для проведения поисково-разведочных работ (ПРР) представляет блок I, а в его пределах – наиболее перспективные локальные структуры-ловушки – Восточно-Одоптинская и Лозинская.

Изучение нефтегазоносности блока II также заслуживает серьезного внимания, а к числу основных объектов ПРР в нем относятся Айяшская и Баутинская перспективные локальные структуры.

Представляется целесообразным начать бурение поисковой скважины в блоке I на Восточно-Одоптинской структуре, которая характеризуется весьма благоприятными геологическими условиями – дельтовыми поровыми коллекторами в регионально-нефтегазоносных отложениях, надежными породами-покрышками, амплитудой 800 м и высокими величинами оцененных в ней прогнозных локализованных ресурсов свободного газа, конденсата и нефти, а также глубинами моря 55 м. Глубина первой поисковой скважины – 2200 м.

Используя геологическую аналогию с Одоптинским месторождением, можно прогнозировать распределение нефтяных и газовых залежей в этой структуре, а также модель пластовых ловушек – по уровню XXI пласта нижненутовского подгоризонта (см. рис. 3а).

В качестве второго поискового объекта в блоке I целесообразно рассматривать Лозинскую структуру амплитудой 650 м, в которой возможно обнаружение пластовых сводовых и массивно-пластовых газоконденсатных залежей с нефтяными строчками и нефтегазоконденсатных залежей в регионально продуктивных отложениях. Наибольшими размерами в Лозинской структуре, вероятно, будет характеризоваться ловушка в нижненутовских отложениях. Глубины дна моря в районе заложения скважины составляют 65–85 м. Первую скважину на этой структуре целесообразно заложить в наиболее высокой сводовой части глубиной 2450 м.

В блоке II целесообразно начать поисковое бурение глубиной 3500 м на наиболее крупной высокоперспективной Айяшской структуре. Также предусматривается бурение поисковой скважины на Баутинской структуре глубиной 4250 м. Представляется целесообразным пробурить по одной поисковой скважине на Восточно-Одоптинской структуре в 2013 г., а на Айяшской структуре – в 2014 г.; в 2015–16 гг. предусматривается бурение поисковых скважин на Лозинской и Баутинской структурах.

Поисковое бурение на перечисленных структурах, а также на структурах Киринского блока позволит обеспечить большую часть от запланированного ОАО «Газпром» прироста запасов УВ в объеме 345 млн т у.т.