

Хмарин Э.К., Васильев М.В., Костров Ю.В., Левин А.В., Дегтярев В.А.

ООО «РН-СахалинНИПИморнефть», Южно-Сахалинск, Россия, e.khmarin@gmail.com,
[mvvasiliev@snipi.rosneft.ru](mailto:m.vvasiliev@snipi.rosneft.ru), yvkostrov@snipi.rosneft.ru, avlevin@snipi.rosneft.ru,
vadegtyarev@snipi.rosneft.ru

ПИЛЬТУН-ЧАЙВИНСКИЙ БАССЕЙН: НОВЫЙ ВИТОК РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ СУШИ ОСТРОВА САХАЛИН

Выполненный комплексный анализ геолого-геофизической информации способствует уточнению представления о перспективах нефтегазоносности северной части суши острова Сахалин. Проведенное исследование позволило расставить приоритеты в изучении Пильтун-Чайвинского бассейна и определить дальнейшие шаги для повышения точности прогноза и перспектив нефтегазоносности острова, эффективности геологоразведочных работ.

Ключевые слова: геологоразведочные работы, прогноз нефтегазоносности, Пильтун-Чайвинский бассейн, остров Сахалин.

Введение

Нефтегазодобывающей отрасли о-ва Сахалин остро требуется восполнение ресурсной базы. В пределах суши острова есть перспективные недоизученные районы, пропущенные во времена «погони за гигантами». Одним из таких районов, по мнению авторов, является территория суши Пильтун-Чайвинского бассейна, расположенного в Северо-Сахалинской нефтегазоносной области Охотской нефтегазоносной провинции [Маргулис, 2009; Маргулис и др., 2012].

Данная территория изучена магнито- и гравиразведкой (1948-1979 гг.), электроразведкой (1952-1977 гг.), сейсморазведкой 2D (1971-1993 гг.) и поисково-разведочным бурением (1948-1996 гг.) (рис. 1).

В районе исследований открыты шесть многопластовых месторождений нефти и газа, осложненных многочисленными тектоническими нарушениями.

Геологическое строение

Изучаемая площадь входит в северо-восточную опущенную часть Северо-Сахалинской складчато-надвиговой системы [Нефтегазовая геология..., 2010]. Тектоническое строение территории во многом определено глубокими разломами мел-палеоценового заложения, являющихся активными до настоящего времени [Арешев, 1974; Буценко и др., 1985]. Разломы контролируют Оссойскую, Паромайскую, и Дагинскую антиклинальные зоны, располагающиеся вдоль западной границы и в центральной части исследуемой территории (см. рис. 1). Антиклинальные зоны имеют вытянутую форму и северное, север-северо-

западное простираение.

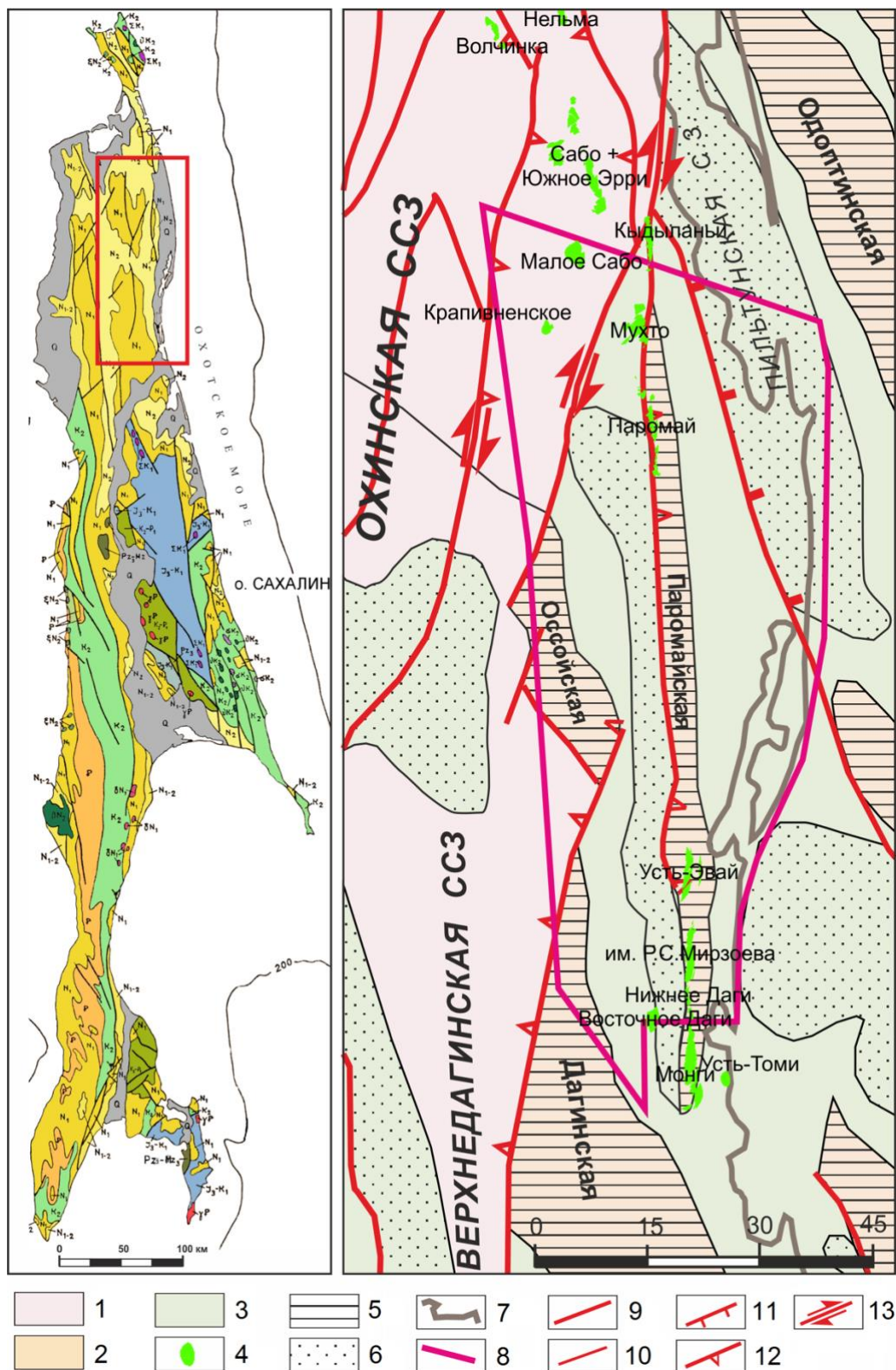


Рис. 1. Тектоническая карта района исследований (по В.В. Харахинову, 1999 г.)

1 - складчато-сдвиговые и складчато-надвиговые зоны декстрального тектогенеза (ССЗ), 2 - антиклинальные зоны и поднятия, 3 - синклинали, грабен-синклинали, моноклиналильные зоны присдвигового и тылового растяжения, 4 - месторождения, 5 - антиклинальные зоны, отдельные мегантиклинали, 6 - депоцентры прогибов, синклиналильных зон, мегасинклинали, 7 - береговая линия, 8 - граница ЛУ, 9-13 - разрывы: 9 - региональные, 10 - зональные и локальные, 11 - сбросы, 12 - взбросо-надвиги, надвиги, 13 - сдвиги.

Характерной особенностью площади является ее расположение между двумя прогибами – Пильтунским и Чайвинским, и связанные с этим значительная мощность миоценовых отложений (более 9 км) [Буценко и др., 1989] и, соответственно, большая глубина продуктивных горизонтов окобыкайского (до 6 км) и дагинского (до 8 км) горизонтов затрудняют и удорожают проведение в данном регионе геологоразведочных работ.

Перспективные интервалы представлены отложениями миоценового возраста (23-5,3 млн. лет) и сосредоточены в дагинском, окобыкайском горизонтах и нижненутовском подгоризонте нутовского горизонта. Дагинский является одним из основных продуктивных горизонтов Северо-Сахалинской НГО, сложен переслаиванием песчаников и глин с преобладанием первых, с прослоями алевролитов и пластами углей. Окобыкайский горизонт - преимущественно глинистый с пропластками песчаников и алевроито-песчаников. Нижненутовский подгоризонт характеризуется неравномерным переслаиванием песков, песчаников мелко-, средне-, реже разнотернистых с подчиненными прослоями алевролитов, алевроитов и глин [Кайнозой Сахалина..., 2002]. Детальные сведения и краткое литологическое описание представлены на литолого-стратиграфическом разрезе (рис. 2).

Переобработка геолого-геофизических материалов

С целью доизучения Пильтун-Чайвинского бассейна проведена работа по переобработке и последующей переинтерпретации всей имеющейся геолого-геофизической информации. В интерпретационный проект (Kingdom) включены наборы геолого-геофизических карт, данные по 196 сейсмическим профилям 2D протяженностью 2802,6 пог. км и 817 скважинам.

Геолого-геофизические карты и скважинная информация признаны пригодными для целей проекта по качеству. Суммированные сейсмические разрезы, напротив, определены некондиционными для интерпретационных целей по причине невысокого качества и, как следствие, отсутствия уверенных отражений в целевых (потенциально нефтегазоперспективных) интервалах. Низкое качество большинства из профилей связано с геологическими условиями и неверным выбором методик производства полевых сейсморазведочных работ. С целью получения максимума полезной информации сформирован и применен современный граф обработки, позволивший поднять информативность до приемлемого для проведения интерпретации уровня (рис. 3).

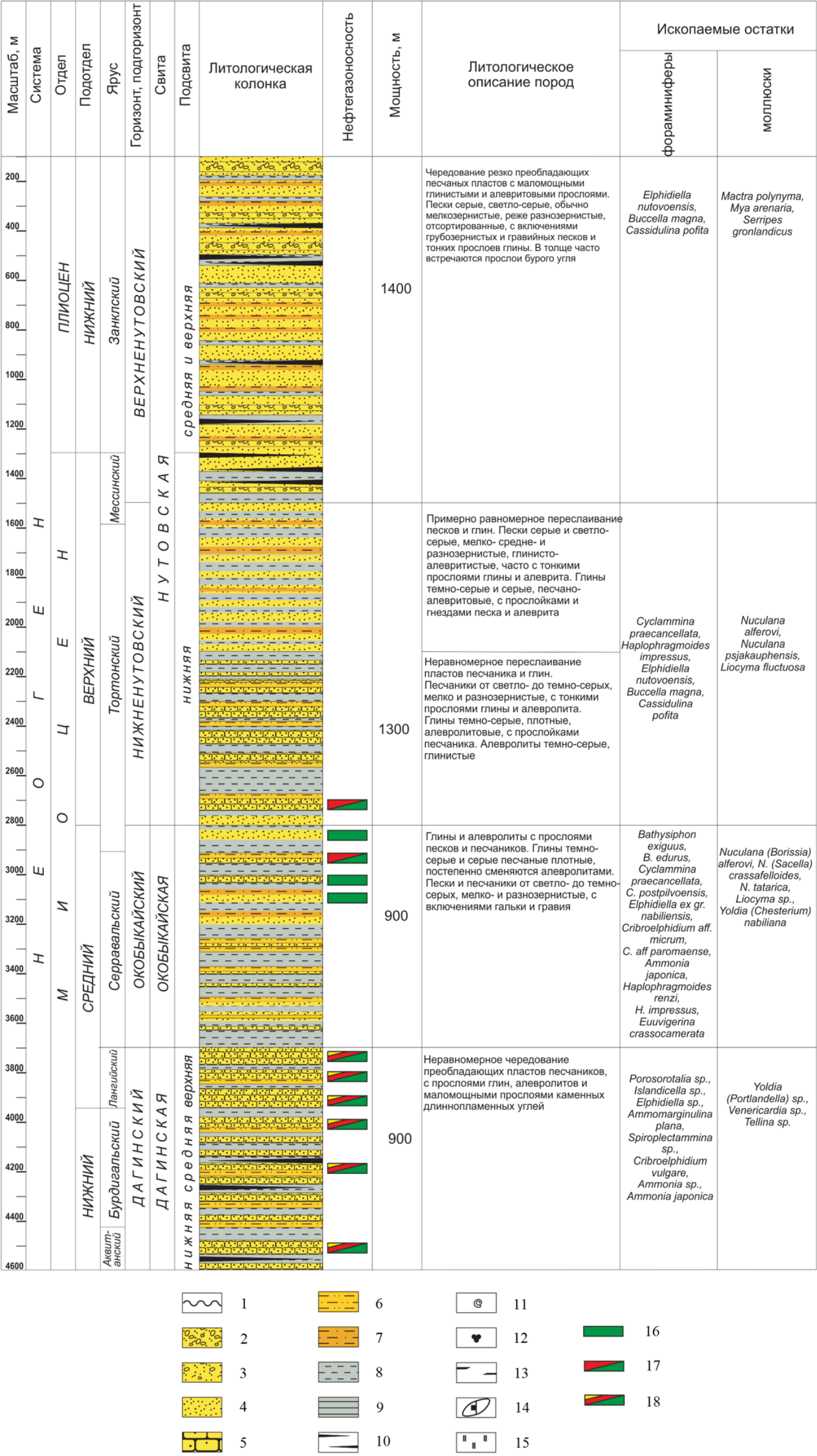


Рис. 2. Сводный литолого-стратиграфический разрез
1 – несогласие, 2 – гравийно-галечные породы, 3 – пески с гравием, 4 – пески, 5 – песчаники, 6 – алевролиты, 7 – алевроиты, 8 – глины, 9 – аргиллиты, 10 – угли, 11 – обломки раковин, 12 – глауконит, 13 – углефицированные растительные остатки, 14 – конкреции пирита и/или марказита, 15 – кремнистость, ожидаемое насыщение: 16 – нефтяное, 17 – нефтегазовое, 18 - нефтегазоконденсатное.

Выделение перспективных объектов

Переобработанные материалы сейсморазведки послужили основой для выполнения современного комплекса исследований, включающего кинематическую и динамическую интерпретации сейсморазведочных данных, фациальный анализ, секвенс-стратиграфический анализ и бассейновое моделирование.

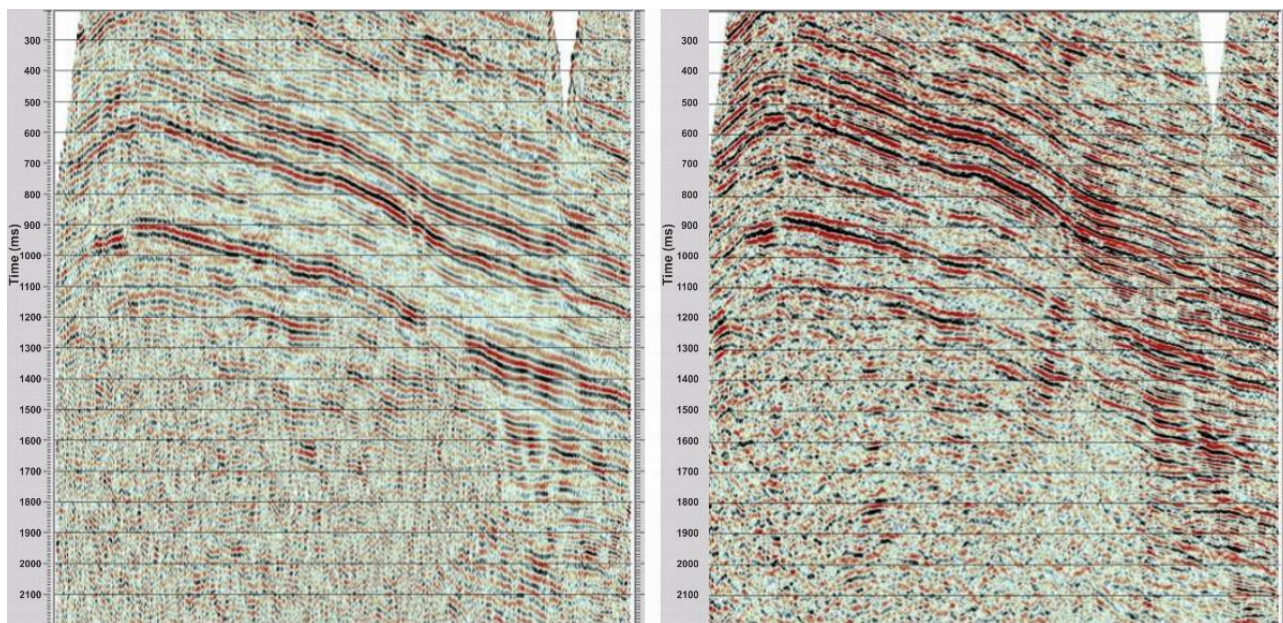


Рис. 3. Пример результатов современного графа обработки

Примененный подход позволил выделить новые перспективные объекты во всех целевых интервалах, включая глубокие горизонты дагинской свиты (до 4 тыс. м), и провести их ранжирование. Отдельный интерес вызвали выделенные литологически экранированные ловушки в пределах окобыкайского горизонта и нижненутовского подгоризонта, схожие по происхождению с ловушками некоторых месторождений, расположенных на шельфе в северной части **о-ва** Сахалин. По данным проведенных исследований основные перспективы поисковых работ на нефть и газ на исследуемой площади связываются с соответствующими группами ловушек различных типов и местоположения:

- ловушки сводовые тектонически-экранированные, приуроченные к антиклинальным структурам по дагинским отложениям;
- ловушки сводовые тектонически-экранированные, приуроченные к антиклинальным структурам по окобыкайским отложениям;
- ловушки неструктурные литологически-ограниченные (линзовидные, шнурковые) в окобыкайских и нижненутовских отложениях, связанные с конусами выноса и отложениями, сформированными в дельтовых обстановках.

Залежи углеводородов (УВ) прогнозируются в присводовых блоках вдоль Паромайского разлома и Чайвинской антиклинальной зоны, экранированные сбросами северо-восточного и северо-западного простирания с амплитудами около 100 м.

Основной перспективный комплекс – песчано-глинистые отложения дагинского горизонта, залегающие на глубинах 4-6 км. По данным сейсморазведки в верхней половине горизонта выделяется несколько пластов (пачек) – коллекторов суммарной эффективной толщиной до 50 м. По результатам сейсмоскоростного моделирования над указанными блоками наблюдается скоростная аномалия (понижение скорости), которая может свидетельствовать о присутствии в разрезе газовых залежей и миграции газа из них. Выделено пятнадцать перспективных блоков, в которых прогнозируются пластовые тектонически-экранированные залежи площадью до 6 км².

В отложениях окобыкайского горизонта восточнее месторождения Паромай в своде структуры, западная часть которой срезана Паромайским разломом, прогнозируется тектонически-экранированная залежь в песчано-алевролитовых отложениях окобыкайского горизонта на глубине 1,5 км.

Залежи УВ окобыкайского горизонта и нижненутовского подгоризонта прогнозируются в литологически-ограниченных ловушках комплекса пород конусов выноса и дельтовых обстановок, выделенных авторами по результатам качественного анализа прослеживания сейсмических отражений по разрезу, с использованием разрезов сейсмических атрибутов (рис. 4).

На временных сейсмических разрезах в объеме окобыкайского и нижней части нижненутовского комплексов выделены линзовидные объекты площадью до 34,73 км². Глубина залегания предполагаемых залежей - от 3 до 5 км. Суммарная эффективная толщина песчано-алевритовых пластов в объектах - 30 м, соответствует объектам аналогам месторождения Тунгор, в котором задокументированы резервуары, сформированные турбидитными потоками.

Оценка геологических рисков для выделенных по результатам исследований объектов Пильтун-Чайвинского бассейна определяется следующими факторами: фациями (P1a), вторичными процессами (P1b), эффективностью ловушек (P2a) и флюидоупоров (P2b), а также сохранностью залежей в связи с постседиментационной разрывной тектоникой (табл. 1).

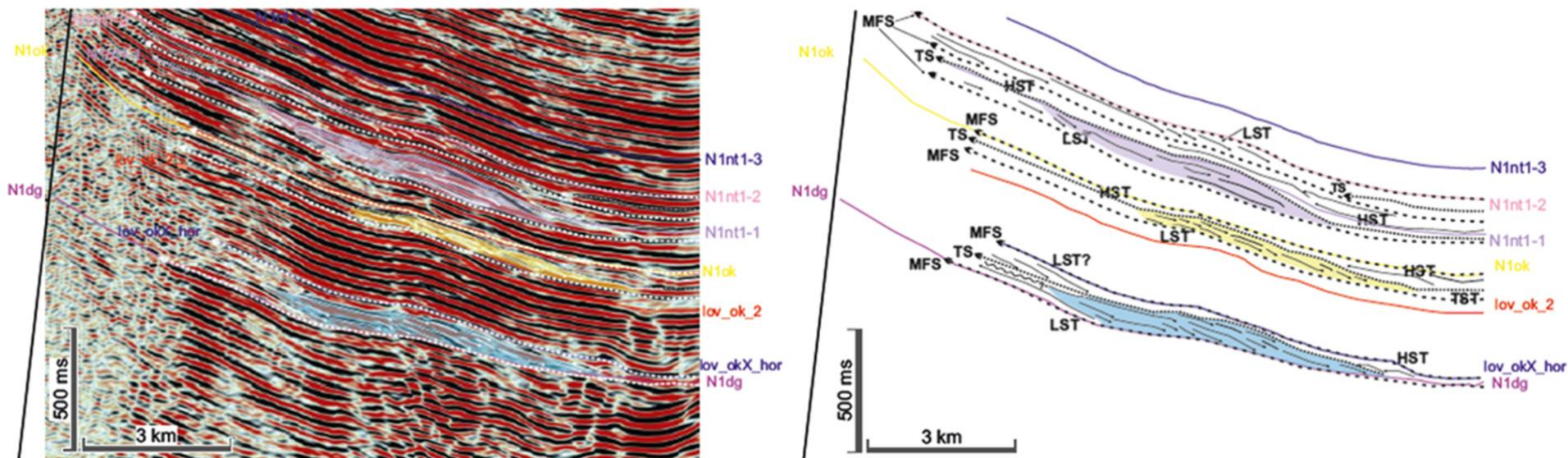


Рис. 4. Пример выделения литологически ограниченных ловушек на сейсмическом разрезе

HST – тракт высокого стояния моря, LST – тракт низкого стояния моря, TST – трансгрессивный системный тракт, MFS – поверхность максимального морского затопления, TS – трансгрессивная поверхность. Цветом отмечены отражающие горизонты.

Таблица 1

Оценка геологических рисков

Стратиграфическая приуроченность поисковых объектов	Зона фаций	Коэффициенты геологической успешности по каждому пласту структуры							Вероятность открытия залежи	Обоснование факторов риска
		Фации	Вторичные процессы	Ловушка	Флюидоупор	НГМП	Миграция	Сохранность		
		P1a	P1b	P2a	P2b	P3a	P3b	P4		
N _{1dg}	Дельтовый канал, дельтовая равнина	0,8	0,9	0,9	0,8	1	1	0,9	0,47	P1a (0,9, 0,8) - обстановки осадконакопления прибрежные, дельтовые, приливо-отливные (проксимальные), (0,7) - обстановки осадконакопления прибрежные, дельтовые, приливо-отливные (дистальные отложения), (0,6) - обстановки осадконакопления - конусы выноса (дистальные отложения). P1b (0,9) - глубина залегания >4 км, смешанные коллекторы (с глинистой или ПШ составляющей, проксимальные отложения), (0,7) - глубина залегания 3-4 км, смешанные коллекторы (с глинистой или ПШ составляющей, дистальные отложения). P2a (0,9) - латеральная однородность скоростей, осложненные разломами структуры, плотность СР 2Д >2 пог.км/км ² , (0,8) - латеральная однородность скоростей, малоамплитудные (до 15 м) структуры, плотность СР 2Д >2 пог.км/км ² . P2b (0,8) - качество флюидоупора очень хорошее, тип ловушки несводная, тектонически-экранированная, литология флюидоупора - регионально-выдержанные глины и аргиллиты, глинисто-карбонатные породы. P3a (1) - доказанные НМТ, зрелое ОВ, смешанные морские или озерные условия с рассеянным сапропелевым ОВ. P3b (1) - локальная миграция, ловушка сформирована до начала миграции УВ. P4 (0,9) - ловушки, связанные с генерирующими толщами (вероятные), (0,7) - разломы вторичной активизации, сжатие, вероятные.
	Устьевой бар	0,9	0,9	0,9	0,8	1	1	0,9	0,52	
	Устьевой бар, залив	0,7	0,5	0,9	0,8	1	1	0,9	0,23	
N _{1ok}	Фан	0,6	0,7	0,8	0,8	1	1	0,7	0,19	
	Фронт дельты	0,9	0,9	0,9	0,8	1	1	0,7	0,41	
N _{1nt1}	Фронт дельты	0,9	0,9	0,9	0,8	1	1	0,7	0,41	

Все остальные факторы нефтепоискового риска: нефтематеринские породы (P3a), миграция (P3b) – оцениваются как факторы с очень низким риском на основании открытия в этой же зоне нефтегазонакопления месторождений Нижний Эвай, Паромай, Мухто, Крапивненское. Вероятность открытия залежей по объектам варьирует от 0,19 до 0,52 (см. табл. 1).

Оценка ресурсов

В пределах Пильтун-Чайвинского бассейна вероятностным методом проведена оценка перспективных ресурсов категории Д₀. В качестве исходных данных для расчёта подавались значения параметров залежей-аналогов по пессимистическому (P90) и оптимистическому (P10) вариантам. Оптимистический вариант предусматривал практически полное заполнение ловушек, а также максимальные для района значения эффективных толщин, пористости, нефтенасыщенности и КИН (коэффициент извлечения нефти) для залежей УВ. Пессимистический вариант, напротив, предусматривал лишь частичное заполнение залежей, минимальные значения эффективных толщин, пористости, нефтенасыщенности и КИН [Варнавский и др., 1990].

Эффективные толщины нефтегазонасыщенных пластов, плотность нефти в стандартных и пластовых условиях, газовый фактор оценивались по данным месторождений-

аналогов, таких как Усть-Эвай, Паромай, Кыдыланы [Вассоевич, 1969].

Пластовые температуры рассчитывались по термоградиенту $31,6^{\circ}\text{C}/\text{км}$, установленному для площади по замерам пластовых температур в скважине площади Восточный Осой [Вахтеров, 1997; Веселов, 2005; Веселов и др., 1981].

По результатам исследований прогнозируется нефтяное насыщение пород-коллекторов в ловушках окобыкайского горизонта и нижненутовского подгоризонта нутовского горизонта, газовое и конденсатное - в ловушках дагинского горизонта. В итоге, согласно оценке авторов, ресурсы УВ категории Д₀ составляют более 20 млн. т нефти, более 3 млрд. м³ - растворенного газа, более 9 млрд. м³ - свободного газа, более 0,5 млн. т - конденсата.

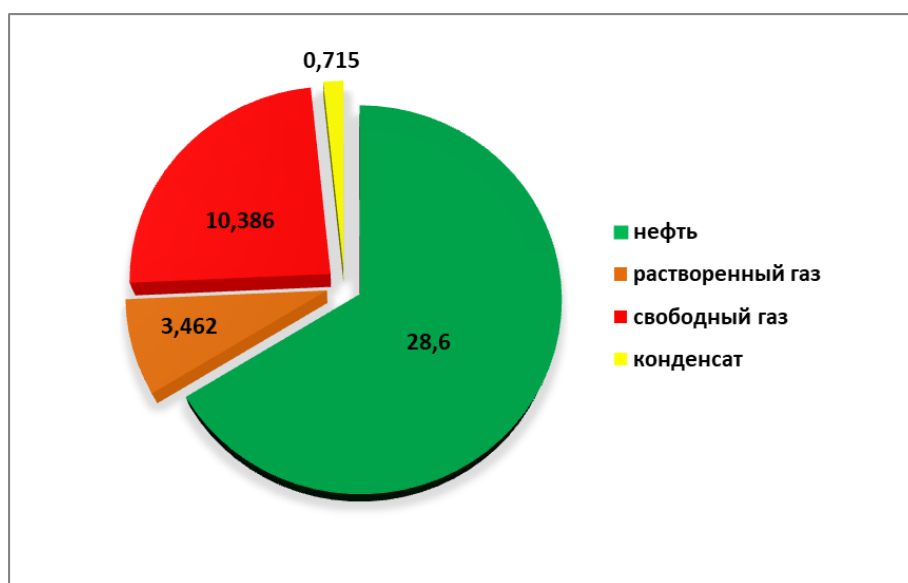


Рис. 5. Диаграмма распределение перспективных ресурсов в млн. т у. т.

Рекомендации по дальнейшему изучению

По результатам работ авторами сформированы рекомендации по лицензированию и программе дальнейшего изучения.

1. Предложен участок для лицензирования и проведения 2D региональной сейсморазведки в Паромайской зоне складчато-надвиговой системы как возможной флюидодинамической - флюидоконтролирующей структуры (по имеющимся данным в сейсмическом поле эта зона характеризуется потерей прослеживаемости сейсмических отражений, резких смещений отражающих горизонтов), вдоль которой отмечены многочисленные выходы нефти на поверхность.

2. Предложен участок для лицензирования и проведения высокочастотной широкоазимутальной 3D сейсморазведки для картирования зоны литологически-

экранированных и структурно-тектонических ловушек в объеме 560 км².

3. Выделена перспективная зона для дополнительного изучения в северо-восточной части Пильтун-Чайвинского бассейна, по которой прослеживается развитие линзовидных тел, по геохимическим данным в этой зоне нефтематеринские толщи имеют высокую степень зрелости (до 95%) и отмечается наличие сейсмической аномалии типа «газовая труба» (вблизи северной границы участка).

Заключение

Выполненная работа наглядно показала чрезвычайную важность применения современных подходов к архивным данным для их полноценного использования в задачах сегодняшнего дня. Выделенные объекты Пильтун-Чайвинского бассейна, для которых авторами дана перспективная оценка ресурсов УВ, надёжно геологически обоснованы и увеличивают перспективы обнаружения залежей УВ на суше Северного Сахалина. Авторы надеются, что их концепция найдет подтверждение результатами бурения новых скважин и открытием новых залежей в ближайшее время.

Литература

Арешев Б.Г. Геологические условия размещения и формирования скоплений нефти и газа на Северном Сахалине как предпосылки поисков крупнейших месторождений // Автореферат диссертации на соискание ученой степени к. г.-м. н. – М., 1974. - 21 с.

Буценко Р.Л., Брутман В.Ш., Иваньшина Л.П. Прогнозирование экранирующих свойств пород на основе анализа их эволюции в ходе литогенеза // Коллекторские свойства пород на больших глубинах. – М.: Наука, 1985. - С.107-111.

Буценко Р.Л., Коблов Э.Г. Оценка мощности эродированных отложений по физическим и упругим свойствам пород // Проблемы освоения нефтегазовых месторождений Дальнего Востока. - Владивосток: ДВО АН СССР, 1989. - С. 49-65.

Варнавский В.Г., Коблов Э.Г., Буценко Р.Л., Деревскова Н.А. Иваньшина Л.П., Кириллова Г.Л., Крапивенцева В.В., Кузнецов В.Е., Тронов Т.Ю., Уткина А.И. Литолого-петрофизические критерии нефтегазоносности. – Москва: Наука, 1990. - 270 с.

Вассоевич Н.Б. Микронепть. Исследования ВНИГРИ в области нефтяной геологии // Тр. ВНИГРИ. - Л., 1969. - Вып. 132. - 157 с.

Вахтеров Г.П. Геотермические особенности Северо-Сахалинского нефтегазоносного бассейна // Геология и разработка месторождений нефти и газа Сахалина и шельфа. – М.: Научный мир, 1997. – С. 70-80.

Веселов О.В. Геотермия тектоносферы Японо-Охотоморского региона // Автореферат

диссертации на соискание ученой степени к. г.-м. н. - Хабаровск, 2005. - 28 с.

Веселов О.В., Волкова Н.А., Еремин Г.Л. Тепловой поток // Строение дна Охотского моря. - М., 1981. - С. 98-111.

Кайнозой Сахалина и его нефтегазоносность / Ю.Б. Гладенков, О.К. Баженова, В.И. Гречин, Л.С. Маргулис, Б.А. Сальников. - М., 2002. - 225 с.

Маргулис Л.С. Нефтегеологическое районирование и оценка нефтегазовых ресурсов Дальневосточных морей // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2009. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/5/23_2009.pdf

Маргулис Л.С., Андиева Т.А., Пылина Л.М., Боровиков И.С., Ведров И.А. Нефтегеологическое районирование и углеводородные ресурсы Дальневосточного региона России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2012. - Т.7. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/6/63_2012.pdf

Нефтегазовая геология Сахалинского региона / В.В. Харахинов. - М., Научный мир, 2010. - 276 с.

Khmarin E.K., Vasil'ev M.V., Kostrov Yu.V., Levin A.V., Degtyarev V.A.

LLC RN-SakhalinNIPImorneft, Yuzhno-Sakhalinsk, Russia, e.khmarin@gmail.com,
mvvasiliev@snipi.rosneft.ru, yvkostrov@snipi.rosneft.ru, avlevin@snipi.rosneft.ru,
vadegtyarev@snipi.rosneft.ru

PILTUN-CHAYVO BASIN: A NEW SEQUENCE OF PETROLEUM DEVELOPMENT INDUSTRY INSIDE ONSHORE SAKHALIN ISLAND

The performed comprehensive analysis of geological and geophysical information helps us to clarify the conception of the prospects for oil and gas content in the northern part of the Sakhalin onshore. The study made it possible to prioritize the investigation of the Piltun-Chayvo Basin and determine further steps to improve the forecast accuracy, the prospects for the island's petroleum potential, and the efficiency of geological exploration.

Keywords: geological exploration, forecast of petroleum potential, Piltun-Chayvo Basin, Sakhalin Island onshore.

References

Areshev B.G. *Geologicheskie usloviya razmeshcheniya i formirovaniya skopleniy nefi i gaza na Severnom Sakhaline kak predposylki poiskov krupneyshikh mestorozhdeniy* [Geological conditions for the location and formation of oil and gas accumulations in Northern Sakhalin as a prerequisite for prospecting of largest fields]. Avtoreferat dissertatsii na soiskanie uchenoy stepeni k kandidata geologo-mineralogicheskikh nauk. Moscow, 1974, 21 p.

Butsenko R.L., Brutman V.Sh., Ivan'shina L.P. *Prognozirovanie ekraniruyushchikh svoystv porod na osnove analiza ikh evolyutsii v khode litogeneza* [Prediction of the sealing properties of rocks based on the analysis of their evolution during diagenesis]. Kollektorskie svoystva porod na bol'shikh glubinakh. Moscow: Nauka, 1985, pp.107-111.

Butsenko R.L., Koblov E.G. *Otsenka moshchnosti erodirovannykh otlozheniy po fizicheskim i uprugim svoystvam porod* [Assessment of the thickness of eroded strata by physical and elastic properties of rocks]. Problemy osvoeniya neftegazovykh mestorozhdeniy Dal'nego Vostoka. Vladivostok: DVO AN SSSR, 1989, pp. 49-65.

Kaynozoy Sakhalina i ego neftegazonosnost' [The Cenozoic of Sakhalin and its petroleum potential]. Yu.B. Gladenkov, O.K. Bazhenova, V.I. Grechin, L.S. Margulis, B.A. Sal'nikov. Moscow, 2002, 225 p.

Margulis L.S. *Neftegeologicheskoe rayonirovanie i otsenka neftegazovykh resursov Dal'nevostochnykh morey* [Petroleum-geological zoning and estimating the oil-gas resources of the Far Eastern Seas]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika, 2009, vol. 4, no. 2, available at: http://www.ngtp.ru/rub/5/23_2009.pdf

Margulis L.S., Andieva T.A., Pylina L.M., Borovikov I.S., Vedrov I.A. *Neftegeologicheskoe rayonirovanie i uglevodorodnye resursy Dal'nevostochnogo regiona Rossii* [Geological zonation of oil fields and hydrocarbon resources of Russian Far East region]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika, 2012, vol. 7, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/6/63_2012.pdf

Neftegazovaya geologiya Sakhalinskogo regiona [Petroleum geology of the Sakhalin Region]. V.V. Kharakhinov. Moscow: Nauchnyy mir, 2010, 276 p.

Vakhterov G.P. *Geotermicheskie osobennosti Severo-Sakhalinskogo neftegazonosnogo basseyna* [Geothermal features of the North Sakhalin petroleum basin]. Geologiya i razrabotka mestorozhdeniy nefi i gaza Sakhalina i shel'fa. Moscow: Nauchnyy mir, 1997, pp. 70-80.

Varnavskiy V.G., Koblov E.G., Butsenko R.L., Derevskova N.A. Ivan'shina L.P., Kirillova G.L., Krapiventseva V.V., Kuznetsov V.E., Tronov T.Yu., Utkina A.I. *Litologo-petrofizicheskie kriterii neftegazonosnosti* [Lithological and petrophysical criteria for petroleum bearing rocks]. Moscow: Nauka, 1990, 270 p.

Vassoevich N.B. *Mikroneft'. Issledovaniya VNIGRI v oblasti neftyanoy geologii* [Micropetroleum. Research of VNIGRI in the field of petroleum geology]. Tr. VNIGRI, Leningrad,

1969, issue 132, 157 p.

Veslov O.V. *Geotermiya tektonosfery Yapon-Okhotskogo regiona* [Geothermy of the Japan-Okhotsk region tectonosphere]. Avtoreferat dissertatsii na soiskanie uchenoy stepeni kandidata geologo-mineralogicheskikh nauk. Khabarovsk, 2005, 28 p.

Veslov O.V., Volkova N.A., Eremin G.L. *Teplovoy potok* [Heat flow]. Stroenie dna Okhotskogo morya. Moscow, 1981, pp. 98-111.

© Хмарин Э.К., Васильев М.В., Костров Ю.В., Левин А.В., Дегтярев В.А., 2021

