

ВОЗМОЖНОСТИ МЕТОДА НЕПРЕРЫВНОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ (НСП) ПРИ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

В.Л. Ломтев, В.В. Жигулев, В.Э. Кононов, В.Н. Агеев

Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН

Описывается один из результатов сейсмостратиграфической интерпретации данных МОВ (НСП и МОГТ) и бурения в СЗ и ЮЗ Пацифике [9-15, 17, 18, 21-23, 25, 26]. Он связан с принципиальной возможностью использования НСП - МОВ в нефтегазовой разведке океана, поскольку на его временных разрезах обнаружены углеводородные (УВ) аномалии, подобные известным в Северо-Сахалинском нефтегазоносном бассейне на профилях МОГТ ФГУП «Дальморнефтегеофизика» (ДМНГ) и малоглубинного НСП ДВМИГЭ, частью заверенные бурением ДВМУРБа [6, 7, 31].

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: непрерывное сейсмическое профилирование, бассейн, Пацифика, интерпретация, нефть - газ.

Ил. 6, библиогр. назв. 33.

Методу НСП почти 40 лет, но до сих пор он использовался лишь для изучения тектоники и геологии дна океана. Глубинность его в сравнении с многоканальным МОГТ (метод общей глубинной точки) - основным методом современной нефтегазовой разведки - невелика (1-3 км в мезокайнозойском надбазальтовом чехле) при разрешающей способности 15-20 м и частоте от 60-80 до 120-150 гц [10, 23]. Последний частотный диапазон оптимален для изучения сейсмостратиграфии и сейсмофаций осадочного кайнозоя Пацифики. В частности, были идентифицированы субаэральные пестрые лессы Пацифиды мощностью 20-100 м, разделяющие в разрезе фации Пацифики (поздний кайнозой) и эпиконтинентального Тетиса (ранний кайнозой - предположительно поздний докембрий), которые более 100 лет описывались как пелагические глины [9,26].

В связи с изложенным, данная работа имеет постановочный характер с методическими аспектами, ориентированными на более полную геологическую (точнее - нефтегазогеологическую) интерпретацию данных НСП по океану. Последней большинство исследователей до сих пор считают обширной габбро-базальтовой "пустыней" (мезозойская трапповая провинция), слегка драпированной осадками мезокайнозоя, и поэтому лишенной каких-либо перспектив на УВ [15].

Скоростные УВ-аномалии типа "залежь" (АТЗ)

Открыты по данным МОГТ ДМНГ на Чайвинской структуре шельфа СВ Сахалина (многопластовое газовое месторождение с одним нефтяным пластом [31]). Судя по рис. 1А, 1Б, их можно описать как псевдосинклиналь (мульда или провал) и мини-гайот (трапеция), соответственно. Первая АТЗ представляет собой ложный симметричный прогиб отражающих границ шириной 2 км в своде антиклинальной складки, охватывающий продуктивный интервал разреза и низы его покрышки. Ее образование свя-

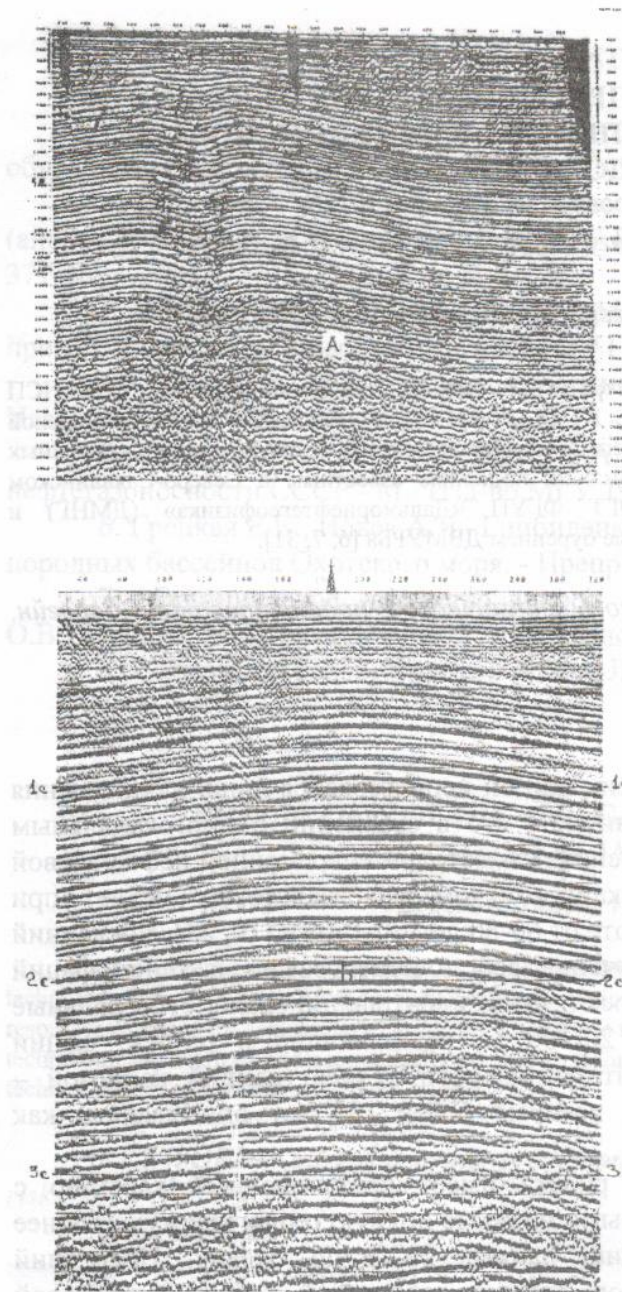


Рис. 1. Фрагменты профилей МОГТ ДМНГ в своде (А) и на периклинали (Б) Чайвинской структуры, шельф СВ Сахалина [27]. Вертикальный масштаб в секундах двойного пробега (здесь и на рис. 2,3,4,6) с шагом 0,1 с.

море, рис. 4А [10]). Их поперечник составляет 14 и 5 км соответственно, а снижение скорости в первой достигает 29% по оценке В.Н. Агеева [21]. Две мелкие псевдосинклинали обнаружены на профиле МОГТ в окрестностях разлома Тускарора (СЗ Пасифика) в слое 2 близ ПК 901 км (фронт одной из пластин восточного аллохтона, рис. 3 [25]) и одна - на палеосуше Лорд-Хау в Тасмановом море [21]. На последней описан и баровый минигайот.

зывают с поглощением сейсмических волн газом, приводящим к снижению пластовой скорости на 14-16% в среднем [31]. Понижена скорость и в нефтяном пласте (5-6%), но среди газовых АТЗ ее аномалия почти незаметна. Поперечники псевдосинклиналей и залежей УВ в Северо-Сахалинском нефтегазоносном бассейне по данным В.Э. Кононова соотносятся как 1:3 [15, 18]. Чайвинская АТЗ на рис. 1А известна тем, что после ее положительной заверки бурением ДВМУРБа на шельфе СВ Сахалина начались крупномасштабные геологоразведочные работы на нефть и газ.

Второй тип АТЗ (минигайот) также хорошо известен в этом бассейне, но его пример на рис. 1Б взят нами с периклинали той же Чайвинской структуры. Следовательно, даже на одном месторождении форма АТЗ на сеймопрофилях варьирует, следуя, очевидно, за уменьшением объема УВ к его периферии.

Итак, АТЗ – несомненно, ключевой признак залежей УВ [31]. Есть они и на профилях НСП в СЗ и ЮЗ Пасифике, а также на профиле МОГТ близ разлома Тускарора (рис. 2-4А). Так, крупные псевдосинклинали выявлены в основании южного фаса поднятия Шатского (Гагаринский газовый гигант в позднемезозойских известняках эпиконтинентального Тетиса, рис. 2 [21]) и в батимальной котловине Уллындо (Японское

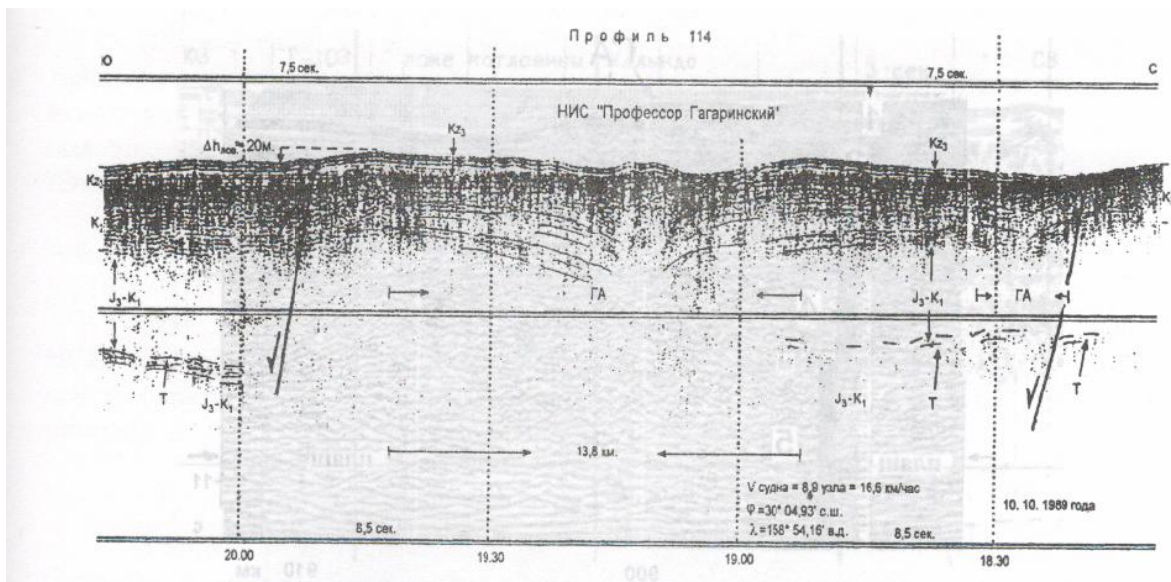


Рис. 2. Фрагмент профиля НСП 114 (НИС «Проф. Гагаринский»-1989) с газовыми аномалиями типа «залежь» (ГА – здесь и на рис. 3, 4А) у основания южного фаса поднятия Шатского [21]: Т – кровельные траппы. Линии со стрелками – разломы и смещения по ним (здесь и на рис. 3, 5Г, Д, 6Б, В). Координаты даны для ПК 19.00.

Покрышкой на Гагаринской площади является контрастный опактовый горизонт пестрых позднемеловых кремней и глин мощностью 300 м и кайнозойские алевропелиты (50 м). Основная псевдосинклиналь выявлена в его низах, так как подстилающие известняки (коллектор) прозрачны (надбазальтовая мощность 400 м). Литология последнего определена по тому же профилю 114, который в 120 км южнее, следуя 159-м меридианом в.д., пересекает невысокую экстрезивную гору [3]. Подъем на ее склоны того же видимого разреза, включая кровельные траппы поздней юры – раннего мела, определяет диапировую природу (плюм) и позднекайнозойский возраст горы, а отсутствие развитого цоколя – значительное сцепление пород, включая, следовательно, известняки прозрачного горизонта. Судя по линейности южного фаса поднятия Шатского [3] Гагаринская залежь, видимо, относится к приразломным (“жилным”), поэтому ее протяженность может составить 400 км при ширине 40 км [15, 18]. Мощность докембрийской континентальной [25, 32] коры под южным блоком поднятия достигает по сейсмическим данным 33 км [33].

Источником УВ здесь являются, вероятно, отложения Тетиса в слое 4 мощностью 3 км, залегающие под мезозойскими траппами (слой 3 и низы слоя 2), что подтверждают газовые окна в многофазном деколlemente на глубине 6-7 км под дном и две мелкие газовые АТЗ на рис. 3 [25]. Термогенерация углеводородов в слое 4 связана с теплом трения пластового срыва, установленного в СЗ Пацифике по данным МОГТ и НСП [12, 13, 25]. Дополнительным признаком газоносности карбонатного разреза верхов слоя 2 здесь является широкое (40 км) газовое окно в кровельных траппах (рис. 2).

Псевдосинклиналь на профиле 103 (рис. 4А) в котловине Уллындо обнаружена в неоген-раннечетвертичных проксимальных турбидитах западного крыла фана Хуанхэ, драпированных оползневой-потоком [10]. Последний занимает почти всю котловину и возник при обрушении края авандельты Хуанхэ вслед за быстрым компенсационным опусканием ложа на 2-2,5 км в среднем плейстоцене, связанным с оттоком кверху

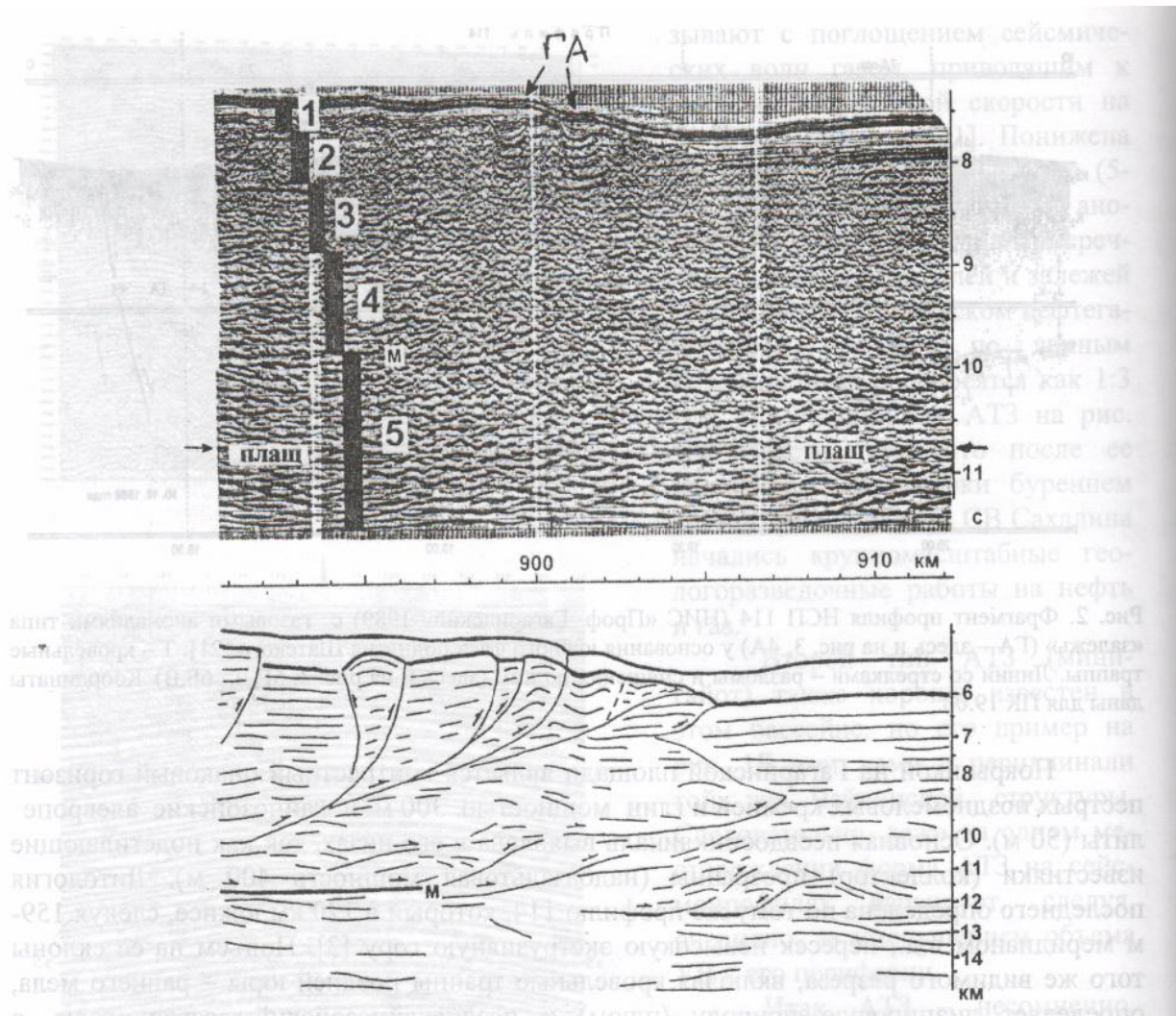


Рис. 3. Фрагмент профиля МОГТ в СЗ Пацифике с глубинным разрезом внизу [25]: 1-5 – геофизические слои (1-4 – аллохтон, 5 – автохтон); М – деколlement в кровле слоя 5. Боковые стрелки отмечают кровлю предположительно докембрийской трапповой формации [21].

крупных объемов кислых вязких лав (ядра протыкания многочисленных плюмов). Поэтому эту залежь можно датировать поздним плейстоцен – голоценом, что согласуется с последними оценками скорости миграции углеводородов [29]. Сходный возраст имеют и залежи УВ Северо-Сахалинского нефтегазоносного бассейна, структурное положение и термогенерация которых связаны с Трехбратской мегадайкой ультрабазитов [16,20].

Источником УВ в котловине Уллындо также являются донеогеновые фации Тетиса мощностью 3-4 км по данным КМПВ ИМГиГ [1,32]. Дополнительными признаками газоносности турбидитов фана Хуанхэ служат многочисленные газовые окна (рис. 4А) иногда значительной протяженности (трог Уллындо [10]), а также осветление на сеймопрофилях осадочного неогена с глубиной.

Простая геометрия АТЗ позволяет “находить” их, например, в тонкозернистых контрастных, плиоцен-четвертичных осадках Курильской батинальной котловины

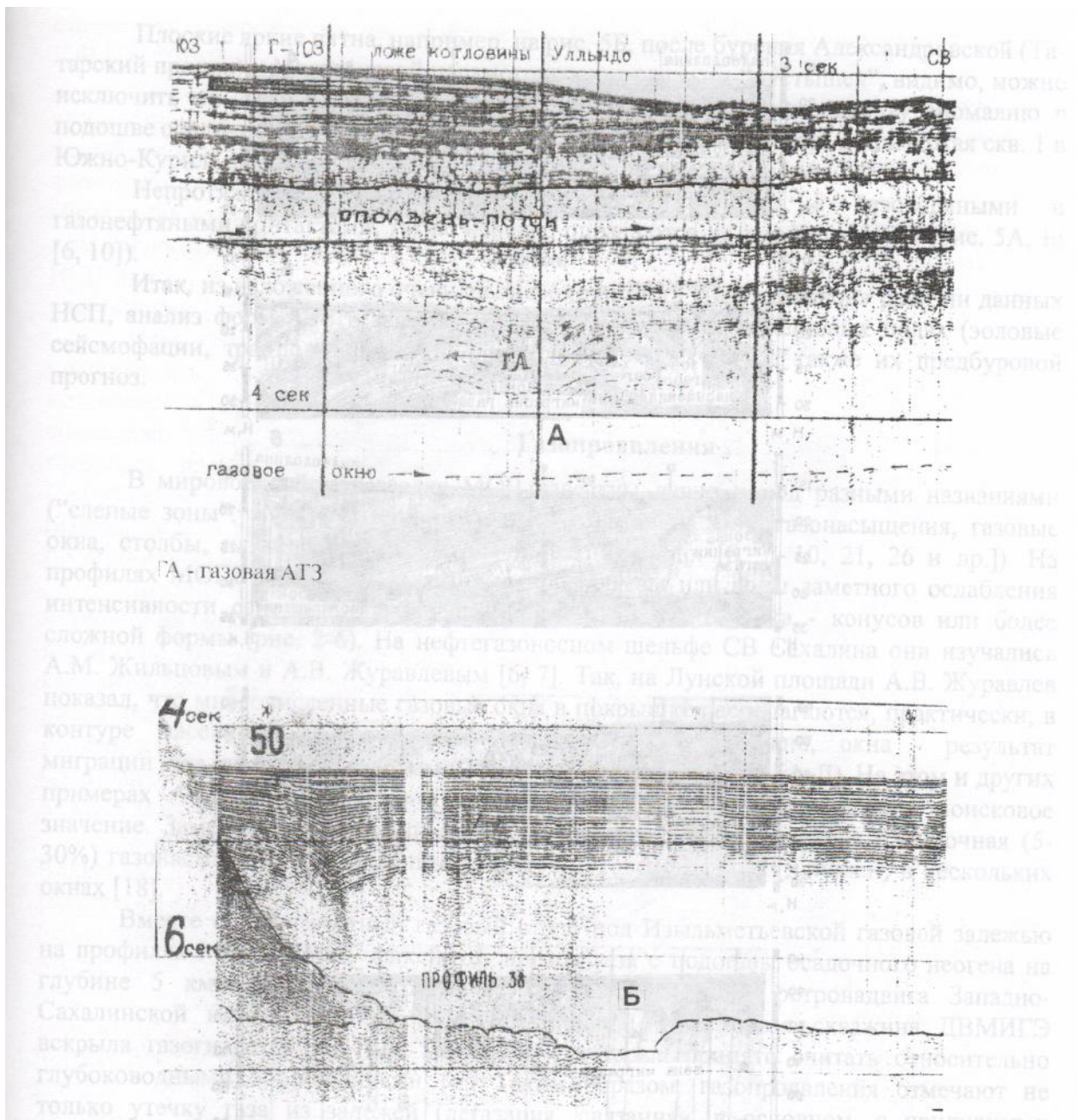


Рис. 4. Фрагменты профилей НСП ИМГиГ в котловинах Уллындо (А) и Курильской (Б). (рис. 4Б). Здесь, близ экструзивной горы в основании охотского склона о. Итуруп, аккумулятивную долину близ ПК 50 км (выделен), сформированную придонным газопроявлений отличают ее от типичной псевдосинклинали (рис. 1А). Здесь больше вопросов возникает по генезису депрессии диаметром 5 км в наземных траппах Охотии [17], которую можно интерпретировать как кратер щитового вулкана или астроблему (возможно, совозрастна астроблеме в абиссальной котловине Картографов, открытой Г.С. Немченко с коллегами [24]).

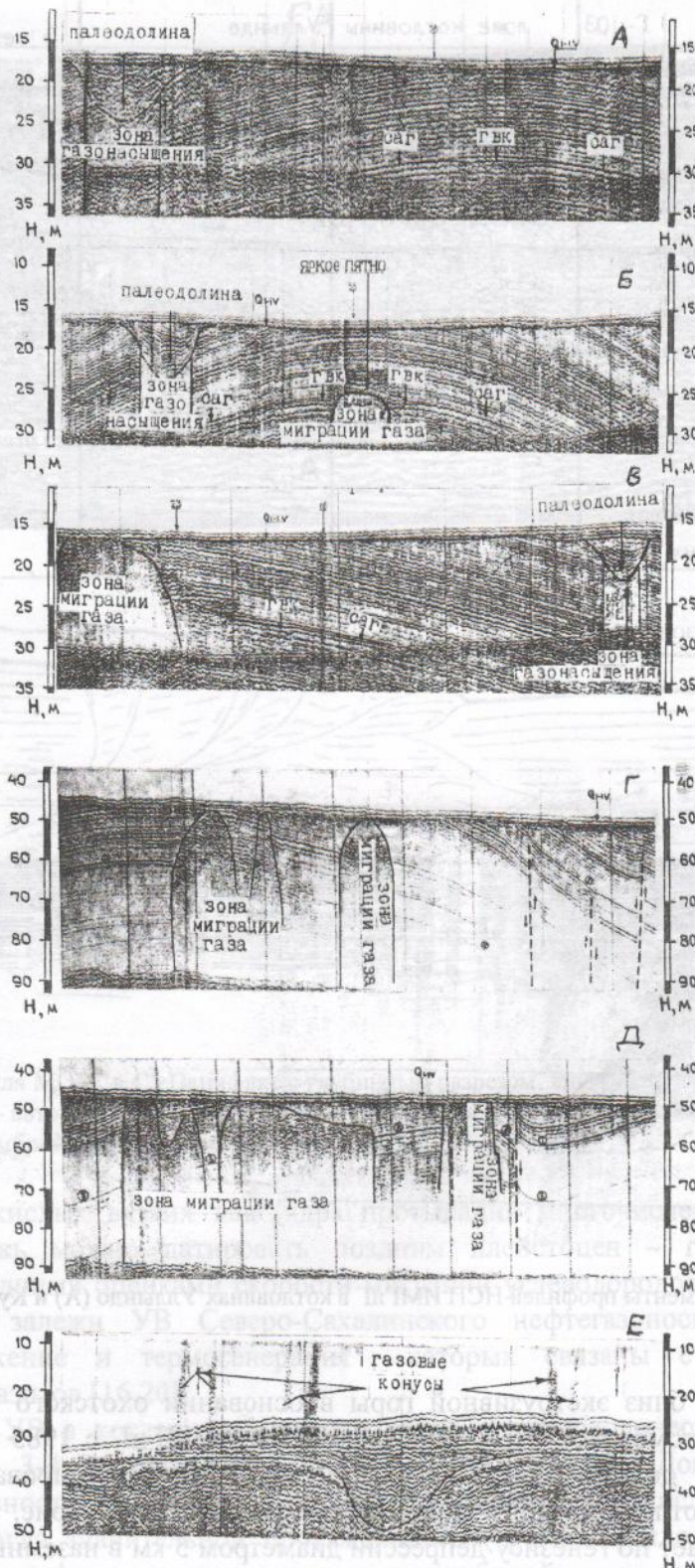


Рис. 5. Профили малоглубинного НСП ДВМИГЭ на Луньской (А-Д) и Пильтун-Астохской (Е) площадях, шельф СВ Сахалина [5]. ГВК - газовойодной контакт, САГ – сейсмоакустический горизонт.

Плоские яркие пятна, например, на рис. 5Б, после бурения Александровской (Татарский пролив) и Магаданской параметрических скважин-“пустышек”, видимо, можно исключить из числа индикаторов залежей УВ. Однако именно на эту аномалию в подошве осадочного кайнозоя на глубине 5 км рекомендована параметрическая скв. 1 в Южно-Курильском проливе (по Г.П. Федотову и др.).

Непротяженные контрастные границы, связанные с газоводяными и газонефтяными контактами, также нередко опознаются на профилях НСП (рис. 5А, Б; [6, 10]).

Итак, из изложенного очевидны необходимость «нефтегазовой» ревизии данных НСП, анализ форм АТЗ в залежах жидких УВ и сложных волновых полях (эоловые сейсмофации, трапповый элювий, приразломные брекчии), а также их предбуровой прогноз.

Газопроявления

В мировой сейсморазведке МОВ известны давно и под разными названиями (“слепые зоны”, зоны ОО или отсутствия отражений, зоны газонасыщения, газовые окна, столбы, плюмы, конусы, трубы дегазации и др. [6, 7, 10, 21, 26 и др.]). На профилях МОГТ и НСП выделяются как перерывы или зоны заметного ослабления интенсивности сейсмозаписи в форме окон, столбов, изредка - конусов или более сложной формы (рис. 2-6). На нефтегазоносном шельфе СВ Сахалина они изучались А.М. Жильцовым и А.В. Журавлевым [6, 7]. Так, на Лунской площади А.В. Журавлев показал, что многочисленные газовые окна в крышке располагаются, практически, в контуре массивной газоконденсатной залежи. Следовательно, окна - результат миграции газа кверху по разломам и трещинам из ее тела (рис. 5А-Д). На этом и других примерах А.М. Жильцов уже в названии своей статьи определяет их поисковое значение. Заметим, что по данным газового каротажа подтверждена избыточная (5-30%) газонасыщенность придонных осадков нутовской свиты (плиоцен) в нескольких окнах [18].

Вместе с тем известный газовый столб под Изильметьевской газовой залежью на профилях МОГТ ДМНГ фиксирует приток газа с подошвы осадочного неогена на глубине 5 км [22] и, возможно, из близлежащей зоны ретронадвига Западно-Сахалинской кордильеры. На этой же площади 50-метровая скважина ДВМИГЭ вскрыла газогидраты (по А.М. Жильцову), которые принято считать относительно глубоководными образованиями [4]. Таким образом, газопроявления отмечают не только утечку газа из залежей (дегазация, связанная, в основном, с приливными деформациями коры), но могут способствовать их образованию или частичной регенерации отработанных залежей (возможность последней отмечена недавно в [29]).

Представлено несколько шельфовых (рис. 5В-Д) и абиссальных (рис. 6) газопоявлений на профилях малоглубинного (ДВМИГЭ) и стандартного (ИМГиГ) НСП. Если первые хорошо известны на шельфе СВ Сахалина [6, 7], то последние впервые описаны в Восточно-Марианской котловине близ горного массива 17° (с. ш.), входящего в Магелланову горную цепь [5]. Так, на профиле 2 (рис. 6А) наблюдаются два обычных газовых окна в мощном осадочном разрезе с микродифракциями в верхней части (сложное волновое поле). И, напротив, на профилях 4, 5 (рис. 6Б,В) они связаны с двумя грязевыми вулканами высотой до 150 м и диаметром основания до 2,5 км. В отличие от многочисленных экстрезивных куполов Западной Пацифики,

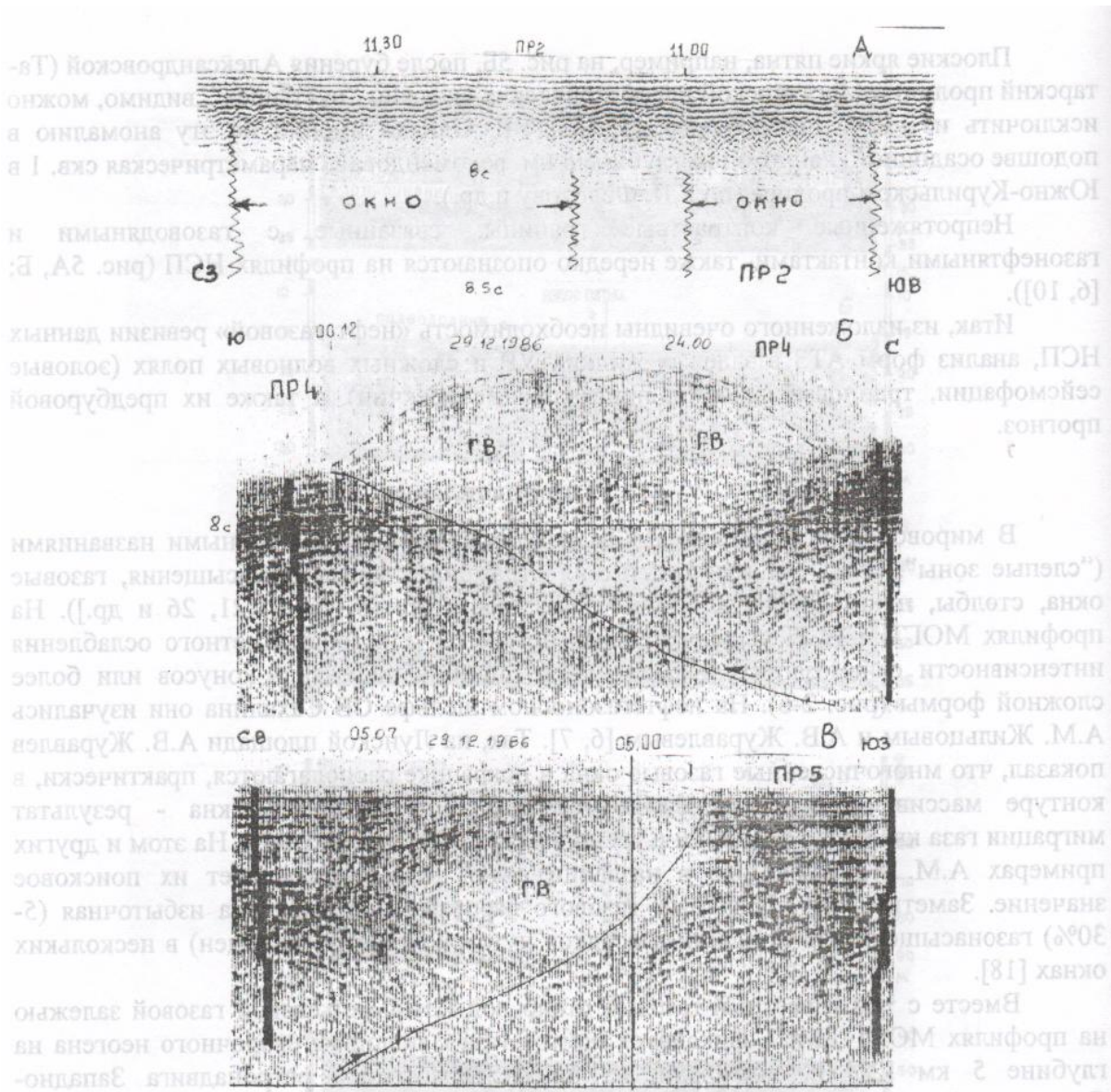


Рис. 6. Фрагменты профилей НСП в Восточно-Марианской котловине (НИС «Акад. Несмеянов»-1986 [5]). ГВ – грязевой вулкан.

формирующих конические абиссальные холмы [9,23,26] и более крупные формы (горы и гайоты), эти вулканы сложены прозрачными, низкоскоростными (поэтому дно поднято пунктиром) осадками и имеют мелкие (до 100 м) компенсационные депрессии в кровле контрастной пачки. В плане они располагаются близ внешнего края горных цоколей, что позволяет предполагать их связь с гравитационными покровами осадочного мезокайнозоя, сползающими с гор [14]. На шельфе СВ Сахалина пока обнаружен только один грязевой вулкан на Пильтун-Астохской площади и Дагинский – на его восточном побережье [6]. Здесь шире развит глинистый диапиризм, заверенный бурением абрадированного ядра протыкания в своде Хангузинской “трехлучевой”

структуры, имеющей три периклинали и широкий ступенчатый структурный нос к В-ЮВ [16, 20]).

Закрашенные колонки на рис. 6Б, В отмечают полупрозрачную и контрастную придонные пачки, налегающие на основание гайотов, а также верхи подстилающего бассейнового чехла. Нижняя пачка сложена продуктами местного вулканизма, фиксируемого вулканическими «шапками» гор, верхняя, в основном, продуктами их абразии (вершинные бенчи гайотов). С удалением от массива различие в контрастности этих пачек и подстилающих осадков стирается (рис. 6А). Заметим, что сейсмозапись НСП на рис. 2, 4А, 6А стандартная, аналоговая, тогда как на рис. 6Б, В – с магнитным накопителем [5].

Итак, грязевые вулканы согласно [28] и газовые окна, следуя [6,7,10], позволяют предполагать нефтегазоносность осадочного мезокайнозоя Восточно-Марианской котловины [14, 26]. К началу трансгрессии Пацифики в неогене это был компенсированный платформенный бассейн эпиконтинентального Тетиса. Его северный проградационный край с палеоберегом и прилегающей палеосушей Пацифики пересечен региональным профилем 114 ИМГиГ близ 16-й параллели с.ш. [21,26]. Западный край бассейна по данным бурения в изложении Е.М. Рудича [27] проходил близ восточной границы Марианского краевого вала.

Дополнительным признаком газоносности чехла этой, а также Уллындо, котловин является его осветление с глубиной (рис. 4А). Оно варьирует по латерали и вертикали, что видно по чередованию газовых окон и разноглубинных «слоистых» карманов, особенно на длинных сейсмопрофилях [10]. В сравнении с ними осветление низов осадочного неогена в Курильской котловине (рис. 4Б), вероятно, связано с утонением слоев дистальных турбидитов (выносы праАмура [16] и/или абразия Охотского свода [17]) и контуритов менее 1/4 длины волны в НСП (3-4 м) аналогично низам Камчатского мегафана в котловине Тускарора [23].

К газопроявлениям также относятся притоки газа в скважинах б/с “Гл. Челленджер”, частью описанные в [8], и придонные газовые факелы (конусы, струи). На шельфе СВ Сахалина последние обнаружены на Пильтун-Астохской площади (рис. 5Е). Однако выходы газа находятся в стороне (10-20 м) от профиля, поскольку отсутствуют “газовые” перерывы сейсмозаписи в придонных осадках. Кроме того, по рис. 5Е нельзя определить его источник (разлагающаяся органика в аллювии затопленной речной долины или дегазация глубже залегающих залежей УВ), а также динамику выделения. В отдельную проблему вырастает отсутствие факелов там, где верхние кромки газовых окон располагаются в 5-10 м под дном (рис. 5А-Д), а также отсутствие (может быть временное?) миграции газа вдоль сместителей преабразионных субвертикальных сбросов на рис. 5Г, Д.

Итак, на шельфе даже малоглубинное НСП ДВМИГЭ позволяет картировать залежи УВ по их придонным газопроявлениям, например, на Кириной площади, пока не разбуренной [6]. Однако из-за кратных волн (интенсивная граница в низах разрезов на рис. 5А-Г) метод заметно ограничен по глубине, как, впрочем, и стандартное НСП.

16. Ломтев В.Л., Агеев В.И., Уоновов В.Э. Проблемы геологии Северо-Сахалинского бассейна (обзор фондовых данных). 2010.

Обсуждение результатов

В контексте изложенного упомянем незамерзающий Хатырский шельф Берингова моря между мысами Наварин и Олюторский, изобилующий бездонными газовыми окнами на профилях МОГТ ДМНГ (акваториальная часть одноименного

1 - С. 224-225.

кайнозойского нефтегазоносного бассейна (по Д.И. Агапитову, ТГУ Сахалинской области), особенно к югу от устья р. Хатырки. И только выдержанный уровень кривой Δg (горизонтальная ступень) на прибрежном профиле-связке (по данным В.А. Зайцева, ДМНГ) надежно фиксирует наличие мощного осадочного кайнозоя (аккреционная призма?) перед фронтом регионального шарьяжа докайнозойских пород (Корякский ороген).

Много газовых окон, иногда значительной (более 100 км) протяженности и мелких псевдосинклиналей отмечается на профилях МОГТ в осадочном кайнозое батинальной впадины Дерюгина (некомпенсированная часть инверсированного Северо-Сахалинского краевого прогиба), особенно в окрестностях еще не остывшей Дерюгинской парной мегадайки [2]. Последнее фиксируют аномально высокий теплоток и отсутствие мощной линейной магнитной аномалии, характерной для Трехбратской и Курильской мегадаек [11,16,20].

Сюркумский газовый гигант на хабаровском шельфе Татарского пролива имеет несколько УВ-аномалий, включая грязевой вулканизм [22]. Его покрывка на профилях МОГТ выглядит как газовый туман разной плотности на площади 1600 кв. км. В тектоническом плане это широкий субширотный структурный нос Сюркумского гранитного массива [30]. Миоценовые бугристые (эоловые?) контрастные сейсмофации продуктивного горизонта занимают около 2/3 площади этой структурно-стратиграфической ловушки. УВ в нее поступают из зоны фронтального шарьяжа дивергентного орогена Сихотэ-Алиня и его автохтона (вулканогенно-осадочные породы мезопалеозоя значительной мощности [19]). Этот гигант отчасти может компенсировать дюжину поисковых скважин-«пустышек», пробуренных на сахалинском шельфе Татарского пролива [22].

Особо выделим трансформацию слоистого осадочного чехла в сложное волновое поле, более характерное для акустического фундамента, на профилях НСП и МОГТ. Судя по представленным данным, оно, в основном, связано с избыточной газонасыщенностью чехла (рис. 5В-Д, 6А). Выходы такого “фундамента” ограничивают ложными сбросами нередко большой (свыше 1 км) амплитуды (Южно-Курильский и Татарский проливы, Анадырский и Хатырский шельфы, шельф СВ Сахалина, впадина Дерюгина и др. в практике геологической службы ДМНГ). Возможно, этим объясняются факты, когда некоторые антиклинальные структуры Анадырского шельфа Берингова моря не выделяются на кривых Δg (по данным В.А. Зайцева, ДМНГ).

Итак, НСП и МОГТ – это одно- и многоканальная модификации МОВ соответственно, следовательно, первый вполне пригоден для нефтегазовой разведки океана. Этот вывод заверяют УВ-аномалии на профилях НСП по шельфу СВ Сахалина, СЗ и ЮЗ Пацифике (новая нефтегазоносная провинция). Таким образом, перед учеными и специалистами России и других стран на длительную перспективу открываются новые горизонты в нефтегазовой геологии и геофизике этого региона.

ПОН контрастной (в плане) осадочной толщи, в частности, в виде мощной (1-2 км) осадочной мезокайнозоя, сползающей с гор [24]. На шельфе СВ Сахалина пока обнаружен только один грязевой вулкан на Пильгун-Асточеккой площади и Дагинский – фанерный вулкан на Южно-Курильском шельфе. В настоящее время восточный шельф Сахалина и Курильских островов, в частности, Южно-Курильский шельф, является перспективным для нефтегазовой разведки. ИМД ТГУМ хабаровского шельфа Татарского пролива

ЛИТЕРАТУРА

1. Аносов Г. И., Сок Б.Ч. и др. Глубинное строение земной коры впадины Цусима по данным преломленных волн (Японское море) // Тихоокеанская геология. - 1996. - Т. 15, №5. - С. 32-45.
2. Аргентов В.В., Жигулев В.В. и др. Особенности геологического строения впадины Дерюгина по результатам комплексной интерпретации геофизических данных // Строение, геодинамика и металлогения Охотского региона и прилегающих частей Северо-Западной Тихоокеанской плиты. - Южно-Сахалинск, 2002. - Т. 1. - С. 16-18.
3. Батиметрическая карта Мирового океана. - 1:100000000. - М.: ГУГК при СМ СССР, 1977.
4. Веселов О.В., Куделькин В.В., Чухонцев В.И. Особенности распространения и образования газовых гидратов в Охотском море // Строение земной коры и перспективы нефтегазоносности в регионах северо-западной окраины Тихого океана. - Южно-Сахалинск, 2000. - Т. 1. - С. 7-37.
5. Жигулев В.В., Пушин И.К. и др. Геолого-геофизические исследования юго-западной части Тихого океана. - Южно-Сахалинск: ИМГиГ ДВО РАН, 1988. - 44 с.
6. Жильцов А.М. Зоны газонасыщения в верхней части осадочного чехла - прямой признак наличия углеводородных залежей на глубине // Строение земной коры и перспективы нефтегазоносности в регионах северо-западной окраины Тихого океана. - Южно-Сахалинск, 2000. - Т. 1. - С. 76-92.
7. Журавлев А.В. Возможности нестандартного анализа сейсмических материалов для поисков полезных ископаемых (на примере Охотско-Курильского района). - М.: ВНИИОУ и ЭНП, 1995. - 43 с.
8. Кириллова Г.Л. Структура кайнозойских осадочных бассейнов зоны сочленения Восточной Азии с Тихим океаном. - Владивосток: ДВО РАН, 1992. - 140 с.
9. Ломтев В.Л. Мезокайнозойский пенеппен в Северо-Западной Пацифике // Строение земной коры и перспективы нефтегазоносности в регионах северо-западной окраины Тихого океана. - Южно-Сахалинск, 2000. - Т. 2. - С. 38-53.
10. Ломтев В.Л. Новые данные о строении котловины и трога Уллындо (Японское море) // Там же. Т. 2. - С. 54-74.
11. Ломтев В.Л. Шарьяж Пегаса // Геодинамика, магматизм и минерализация континентальных окраин Севера Пацифики. - Магадан, 2003. - Т. 1. С. 183-184.
12. Ломтев В.Л. Пластовые срывы // Там же. - Т. 1. - С. 184-185.
13. Ломтев В.Л., Агеев В.Н., Кононов В.Э. Дивергентный внутрикоровый срыв в СЗ Пацифике // Междунар. конф. по тектонике плит им. Л.П. Зоненшайна. 7-я: Тезисы. - М., 2001. - С. 125-127.
14. Ломтев В.Л., Агеев В.Н., Кононов В.Э. Экструзивный и грязевой вулканизм Западной Пацифики // Там же. - С. 191-192.
15. Ломтев В.Л., Агеев В.Н., Кононов В.Э. Гагаринский газовый гигант в известняках Тетиса (СЗ Пацифика) // Там же. - С. 256-257.
16. Ломтев В.Л., Агеев В.Н., Кононов В.Э. Проблемы геологии Северо-Сахалинского бассейна (обзор фондовых данных) // Там же. - С. 329-330.
17. Ломтев В.Л., Жигулев В.В. и др. Охотия // Строение, геодинамика и металлогения Охотского региона и прилегающих частей Северо-Западной Тихоокеанской плиты: Мат-лы междунар. науч. симп. 24-28 сент. 2002 г. - Южно-Сахалинск, 2002. - Т. 1. - С. 224-225.

18. Ломтев В.Л., Жигулев В.В. и др. НСП как новый метод нефтегазовой разведки в океане // Там же. - Т. 2. - С. 75-76.
19. Ломтев В.Л., Кононов В.Э. Проблемы тектоники Северо-Татарского трога // Там же. - Т. 1. - С. 227-228.
20. Ломтев В.Л., Кононов В.Э. и др. Проблемы геологии шельфа Северо-Восточного Сахалина // Там же. - Т. 2. - С. 79-80.
21. Ломтев В.Л., Кононов В.Э., Агеев В.Н. Новые данные о строении южной части хребта Лорд-Хау (Тасманово море) // Тихоокеанская геология. - 2000. - Т. 19. №2. - С. 17-33.
22. Ломтев В.Л., Кругляк В.Ф., Савицкий В.О. Геологическое строение, история геологического развития в неогене и направление нефтепоисковых работ в северной части Татарского пролива // Геология и стратиграфия кайнозойских отложений Северо-Западной Пацифики. - Владивосток, 1991. - С. 63-69.
23. Ломтев В.Л., Патрикеев В.Н., Немченко Г.С. Сейсмостратиграфия кайнозойского осадочного чехла Северо-Западной плиты Тихого океана // Структура и вещественный состав осадочного чехла северо-запада Тихого океана. - Южно-Сахалинск, 1997. - С. 21-41.
24. Немченко Г.С., Андреев А.А., Грецкая Е.В. Некоторые проблемы природы депрессии в центральной части плиты Картографов (Тихий океан) // Там же. - С. 70-77.
25. Патрикеев В.Н., Ломтев В.Л. Сейсмостратиграфия Северо-Западной плиты Тихого океана на профиле МОГТ // Там же. - С. 42-64.
26. Патрикеев В.Н., Ломтев В.Л., Немченко Г.С. Сейсмостратиграфия мезозойского осадочного чехла Северо-Западной плиты Тихого океана // Там же. - С. 5-20.
27. Рудич Е.М. Расширяющиеся океаны: факты и гипотезы. - М.: Недра, 1984. - 251 с.
28. Словарь по геологии нефти и газа. - Л.: Недра, 1988. - 697 с.
29. Соколов Б.С. О скорости формирования нефтяных и газовых месторождений // Изв. РАЕН. - 1999. - Вып. 2 - С. 3-5.
30. Фаворская М.А. Верхнемеловой и кайнозойский магматизм восточного склона Сихотэ-Алиня // Тр. Ин-та геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии. - 1956. - Вып. 7. - 306 с.
31. Хведчук И.И., Агеев В.Н. и др. Прогнозирование нефтегазоносности на акваториях. - М.: Недра, 1988. - 168 с.
32. Choi D.R. Continental crust under the NW Pacific Ocean // Jour. Petroleum Geol. - 1987. - Vol. 10, № 10. - P. 425-440.
33. Gettrust J.F., Furukawa K., Kroenke L.W. Crustal structure of the Shatsky rise from refraction measurements // Jour. Geophys. Res. - 1980. - Vol. B85. - P. 5411-5415.

SCP AS METHOD OF OCEAN OIL-GAS PROSPECTING

V.L. Lomtev, V.V. Zhigulyov, V.E. Kononov, V.N. Ageev

Possibilities of SCP (seismic continuous profiling) as new method of oil-gas ocean prospecting are discussed in this paper by NW and SW Pacific (new oil-gas province) seismic data. SCP and CDP are two, single- and multichannel, modifications of reflected wave method. Speed anomalies type-“field” (pseudosynclines & miniguyots), known in North Sakhalin oil-gas basin from CDP data, good fixe on SCP time sections in the overtrapp sedimentary cover (Late Mezozoic – Earley Pleistocene). Gas seep structures (gas windows, fogs, columns, cones and/or regional transparency of sedimentary cover with depth) also good fixe on SCP time sections (NE Sakhalin shelf, NW Pacific, Ulleung and East Mariana basin).

KEY WORDS: *seismic continiuous profiling, oil-gas, basin, Pacifica, interpretation.*

II. 6, references 33.