

**РЕГИОНАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ОБЛАСТИ СОЧЛЕНЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНО-АЗИАТСКОГО И ВОСТОЧНО-
АЗИАТСКОГО РИФТОГЕННЫХ ПОЯСОВ ПО ГЛУБИНЫМ ГЕОФИЗИЧЕСКИМ
КРИТЕРИЯМ**

Н.К. Булин, А.С. Вольский

*Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского,
г. Санкт-Петербург*

На основании анализа сейсмических разрезов кристаллической земной коры (КЗК), полученных методом многоволнового глубинного сейсмического профилирования (МГСП) (профили г. Тынды – мыс Невельского и г. Тынды – пос. Амурзет), а также методом точечных (дифференциальных) глубинных сейсмических зондирований (ГСЗ) вдоль трассы р. Зея–р. Бурея, дан региональный прогноз потенциальной нефтегазоносности в пределах южной части Дальнего Востока. В основу прогнозирования положены данные о скоростных характеристиках (пластовая скорость продольных $V_p^{пл} = 7,2–7,6$ км/с и поперечных $V_s^{пл} = 4,05–4,30$ км/с волн в нижнекоровом базальном слое КЗК), а также данные о мощности этого слоя ($h = 3–8$ км), непосредственно залегающего на поверхности М. Базальный слой (reflectivity laeug) многими специалистами рассматривается в качестве одного из самых активных в тектоническом отношении слоев верхней литосферы, влияющих в том числе на развитие минерагенических процессов. Перечисленные признаки ранее использовались при региональном прогнозе нефтегазоносности недр Русской платформы. Впервые для прогноза использовано также местоположение минимумов функциональной зависимости скорости от глубины для изолиний $V_s = 3,6$ км/с и $V_s = 3,9$ км/с и латеральных локальных волноводов (скорости $V_p^{пл} = 6,5$ км/с и $V_s^{пл} = 3,5$ км/с) в нижней коре. Использовалась также эмпирически установленная в других регионах России и странах СНГ связь перспективных на углеводородные скопления площадей с участками пониженной средней намагниченности верхнего магнито-активного слоя КЗК $J \leq (0,2–0,5)$ А/м.

На основе описанных выше глубинных геофизических признаков в пределах исследованной территории выделены четыре потенциально нефтегазоносных района, которые, в порядке убывания предполагаемой степени достоверности прогнозирования, располагаются в следующей последовательности: Верхнезейский, Нижнезейский, Удско-Селемджинский и Среднезейский. Протяженность прогнозных районов приближенно оценивается в 250–280 км, а их размеры вкрест простирания – 75–100 км.

Ключевые слова: сейсмические разрезы, многоволновое глубинное сейсмическое зондирование, земная кора, нефтегазоносность, Приамурье.

ВВЕДЕНИЕ

Рассматриваемая территория охватывает южную часть раннедокембрийской Становой складчатоблоковой граничной системы Сибирской платформы (СБС), центральную часть и восточный фланг палеозойско-раннемезозойской Амуро-Охотской складчато-надвиговой системы (СНС) и северо-восточную окраину Амурской (архей–мезозой) мозаичной области (МО), а также структуры тектоно-магматической и седиментогенной активизации – позднемезозойские вулканические и позднемезозойско-кайнозойские рифтогенные пояса [7].

Геолого-геофизические и буровые работы на нефть и газ в исследуемом регионе проводились эпизодически и в небольшом объеме, поэтому до сих пор не увенчались успехом. Согласно Карте нефтегазоносности [11], в пределах рассматриваемой части Дальнего Востока (Хабаровский край и Амурская область) к настоящему времени выявлено одно Адниканское месторождение углеводородов в центральной части Верхнебуреинского потенциально нефтегазоносного района. В составе флюидов здесь преобладает газ (82 %), содержание нефти составляет 12 %.

В нашем исследовании выявление новых районов, перспективных в отношении нефтегазоносности, производилось почти исключительно на основании анализа глубинных геофизических признаков. Однако прежде чем переходить к методике прогнозных исследований, следует охарактеризовать геологическое строение исследуемого региона, которое в несколько фрагментарном виде показано на рис. 1. По направлению с севера на юг и юго-восток, согласно [7], выделены следующие основные геологоструктурные подразделения: Становая СБС с Шевлинской зоной Аяно-Шевлинского перикратонного прогиба, Амуро-Охотская СНС, в составе которой выделяются Янкано-Тукурингская, Джагдинская, Ланская, Селемджино-Кербинская, Ульбанская и Удско-Шантарская зоны, Амурская МО, включающая в себя Аргуно-Мамынский (Гонжинский и Мамынский выступы), Суннэнь-Туранский, Буреинско-Ханкайский (Чегдомынский выступ) массивы, Селемджинскую складчатую систему и перекрывающие их палеозойские окраинные (Ольдойский, Гагско-Сагайский) и мезозойские периферические (Верхнеамурский, Деспский, Буреинский) прогибы. К последнему приурочено уже упоминавшееся Адниканское месторождение углеводородного сырья. Однако следует отметить, что оно локализовано в альб-сеноманской Кындальской впадине, наложенной как на юрские-аптские отложения Буреинского прогиба, так и на нижнедокембрийский кристаллический фундамент Суннэнь-Туранского массива.

Вулканические образования рассматриваемого региона входят в состав позднеюрской-раннемеловой Хингано-Удской (Умлеканская, Огоджинская, Удская вулканические зоны) и Сунхуацзян-Баджальской (Селитканская, Ульбанская, Ям-Алинская, Эзопская, Баджальская зоны) вулканических систем.

Особо следует остановиться на структурах позднемеловых-кайнозойских рифтогенных поясов, образованных системами впадин и базальтовых ареалов. С этими впадинами в регионе связан целый ряд площадей, перспективных на нефть и газ. К Центрально-Азиатскому рифтогенному поясу относится близширотная Предстановая зона (Южно-Тукурингская – Удская группа впадин) Байкало-Становой рифтогенной системы. Восточно-Азиатский рифтогенный пояс в пределах Дальневосточного сегмента включает две субмеридиональные (ССВ) рифтогенные системы – Суннэнь-Зейскую и Танлу-Охотскую. Последняя охватывает Саньцзян-Среднеамурскую впадину, Эворон-Тугурскую группу впадин и Западно-Охотскую группу впадин на дне акватории Охотского моря. К Суннэнь-Зейской системе относятся

Ушумунская впадина и СВ фланг Амуро-Зейской, а также Ушмынская и Гарьская впадины между ними. Двойственное положение занимают Пиканская (Среднезейская), Верхнезейская и Удская (Боконская) впадины Предстановой зоны: являясь восточным флангом Байкало-Становой рифтогенной системы Центрально-Азиатского рифтогенного пояса, она в то же время может рассматриваться и как восточный фланг Суннэнь-Зейской системы Восточно-Азиатского рифтогенного пояса; далее на восток она, как и Эворон-Чукчагирская группа впадин, плавно переходит в Западно-Охотскую зону.

Выделяемая по глубинным геофизическим данным перспективная на УВ Зейско-Удская площадь, охватывающая территорию от бассейна р. Зеи до правобережья р. Уды, является, таким образом, узлом сложного сочленения субширотных (ВСВ) и субмеридиональных (ССВ) структур неотектонического цикла (K_2 -KZ) – Центрально-Азиатского и Восточно-Азиатского рифтогенных поясов. Составляющие этот узел впадины имеют, как правило, двухъярусное строение: нижний ярус соответствует собственно рифтогенной стадии, верхний – в форме нередко обширных синеклиз – пострифтовой или плитной стадии. В известных нефтегазоносных структурах Китая нефтегазоносность приурочена как к рифтогенным образованиям нижнего яруса, так и к пострифтовым структурам.

По глубинным геофизическим данным в пределах рассматриваемой площади выделяется 4 потенциально перспективных участка (рис. 1, 2): участок I (Верхнезейский) включает в себя Верхнезейскую впадину, участок II (Удско-Селемджинский) – южный фланг Удской впадины и западный фланг Эворон-Тугурской группы впадин (Торомская и Конино-Нимеленская впадины), участок III (Нижнезейский) – ЮВ фланг Амуро-Зейской впадины, участок IV (Среднезейский) – Пиканскую, Ушумунскую, Гарьскую и Ушмынскую впадины и СВ фланг Амуро-Зейской впадины.

МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЙ И ИСПОЛЬЗОВАННЫЙ ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ

В основу проведенного прогнозирования положен метод аналогий, заключающийся в поиске новых потенциально нефтегазоносных объектов по тем глубинным геофизическим признакам, какие установлены в районах промышленного углеводородонакопления в пределах хорошо изученных нефтегазоносных провинций (НГП). Такой подход впервые реализован еще в 90-х годах прошлого столетия [9, 22, 24]. При этом использовались данные о морфологии границы

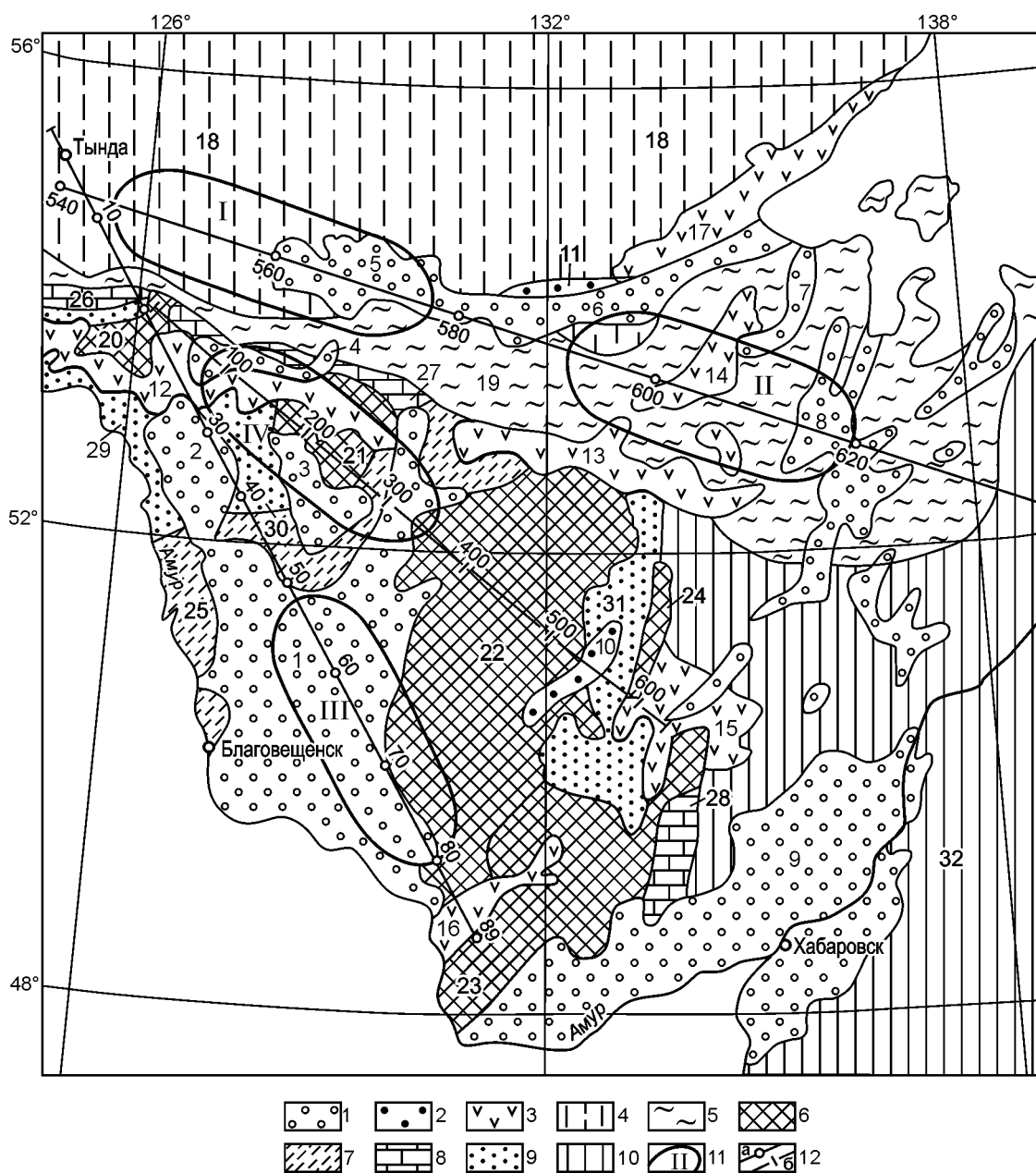


Рис. 1. Схема геолого-структурного районирования.

1 – поздне меловые–кайнозойские рифтогенные впадины; 2 – меловые рифтогенные впадины; 3 – меловые и юрские вулканические зоны; 4 – Становая СБС; 5 – Амуро-Охотская СНС; 6–7 – Амурская МО: 6 – массивы, 7 – Селемджинская СС; 8–9 – наложенные прогибы: 8 – палеозойские, 9 – мезозойские; 10 – Сихотэ-Алинская СС; 11 – потенциально перспективные участки и их номера; 12 – сейсмические профили с номерами пикетов: а) МГСП, б) ГСЗ.

Цифрами обозначены. Поздне меловые–кайнозойские рифтогенные впадины: 1 – Амуро-Зейская, 2 – Ушумунская, 3 – Ушмынская и Гарьская, 4 – Среднезейская (Пиканская), 5 – Верхнезейская, 6 – Удская, 7 – Торомская, 8 – Эворон-Тугурская группа, 9 – Саньзян-Среднеамурская. Меловые рифтогенные впадины: 10 – Кындальская, 11 – Боконская. Вулканические зоны. Меловые: 12 – Умлеканская, 13 – Огоджинская, 14 – Селитканская, 15 – Баджалская, 16 – Хингано-Олонойская; 17 – позднеюрская-раннемеловая Удская. 18 – Становая СБС. 19 – Амуро-Охотская СНС. Амурская МО. Массивы: Аргуно-Мамынский (20 – Гонжинский выступ, 21 – Мамынский выступ), 22 – Суннэнь-Туранский, 23 – Буреинско-Ханкайский (24 – Чегдомынский выступ); 25 – Селемджинская СС. Наложённые прогибы. Палеозойские: 26 – Ольдойский, 27 – Гагско-Сагайский, 28 – Урмийский; юрские: 29 – Верхнеамурский, 30 – Деспкий, 31 – Буреинский. 32 – Сихотэ-Алинская СС.

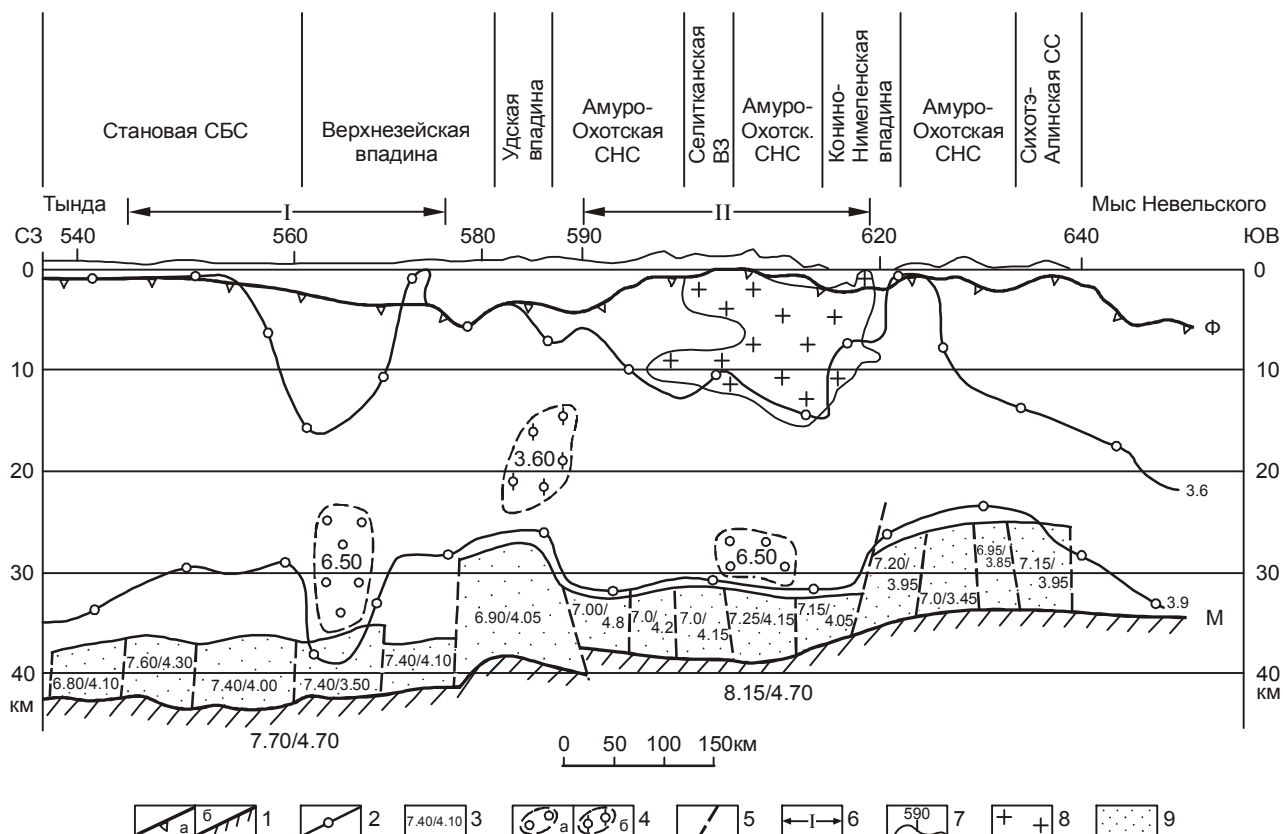


Рис. 2. Схематизированный скоростной разрез КЗК вдоль восточного фрагмента геотраверса МГСП “Базальт” (участок г. Тында – мыс Невельского). Составлен в Центре ГЕОН под руководством А.В. Егоркина, схематизирован Н.К. Булиным.

1 – опорные сейсмические границы: а – поверхность кристаллического фундамента (Ф), б – граница Мохоровичича (М); 2 – изолинии скорости сдвиговых (поперечных) волн, км/с; 3 – средние значения пластовой скорости продольных ($V_p^{пл}$) и поперечных ($V_s^{пл}$) сейсмических волн в базальном слое КЗК и в верхней мантии, км/с: числитель – $V_p^{пл}$, знаменатель – $V_s^{пл}$; 4 – зоны пониженной скорости (волноводы) $V_s^{пл}$ (а) и $V_p^{пл}$ (б) в латеральном измерении (цифра – среднее значение скорости, км/с); 5 – условные скоростные контакты в нижней коре; 6 – примерное место-положение границ прогнозных площадей в створе профиля МГСП (над линией наблюдений): I – Верхнезейской, II – Удско-Селемджинской; 7 – номера пикетов сейсмического профиля; 8 – примерное положение области разуплотнения верхней КЗК, отвечающей Баджал-Ям-Алинскому гравитационному минимуму (по А.А. Духовскому и Н.А. Артамоновой) (в печати); 9 – нижнекоревый базальный слой КЗК.

Мохоровичича (М) (локальные поднятия), мощности отдельных слоев осадочного покрова и другие характеристики верхней литосферы. В работах Г.И. Рейснера и др. (1995) впервые в целях прогнозирования использованы аномалии теплового потока.

В нашем исследовании набор прогнозных геофизических критериев существенно иной по сравнению с предшественниками. Впервые использованы данные о величине средней намагниченности J геологических образований верхнего магнитоактивного слоя земной коры и данные о скоростных характеристиках (пластовая скорость продольных $V_p^{пл}$ и сдвиговых (поперечных) $V_s^{пл}$ волн) в базальном слое кристаллической земной коры (КЗК), а также данные о

мощности этого слоя $h\sigma$. Базальный слой, вслед за Леоновым Ю.Г. [18], Щукиным Ю.К. [24] и другими, рассматривается авторами в качестве одного из наиболее активных в тектоническом отношении слоев верхней литосферы, влиявших и продолжающих оказывать влияние на протекание минерагенических процессов в нижней земной коре. Как отмечено Краснопевцевой Г.В. и Щукиным Ю.К. [17], на участках с резким (до 5 км) утонением базального слоя возможно усиление теплообмена между мантией и корой, увеличение флюидных потоков. Следует отметить, что западные специалисты особо выделяют такое свойство базального слоя, как его повышенная сейсмическая расслоенность в радиальном направле-

нии, что дало основание рассматривать этот слой как “reflectivity laeyr”.

Для выявления типовых прогнозных геофизических признаков использованы данные по 12 районам крупных и (или) уникальных месторождений (“учителей”), расположенных в Прикаспийской, Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинциях (НГП), где Центром ГЕОН за последние 20 лет выполнено более 10 профилей многоволнового глубинного сейсмического профилирования (МГСП). На основании полученных типовых “сейсмических портретов” в районах размещения промышленного углеводородонакопления установлены следующие благоприятные прогнозные сейсмические признаки (в порядке убывания их значимости): 1) пластовая скорость сдвиговых волн в базальном слое $V_s^{пл} = 4,05-4,25$ км/с; 2) пластовая скорость продольных волн в базальном слое преимущественно $V_p^{пл} = 7,20-7,60$ км/с; 3) уменьшенная мощность базального слоя $h^6 = 4-8$ км. В качестве вспомогательных благоприятных геофизических признаков рассматривались: 1) пониженная средняя намагниченность геологических образований фундамента $J = 0,2-0,5$ А/м и менее; 2) увеличенная величина теплового потока $Q \geq (40-50)$ мВт/м².

Основными исходными материалами для прогнозных построений послужили сейсмические разрезы кристаллической земной коры (КЗК), полученные методом МГСП вдоль профилей г. Тынды–мыс Невельского (фрагмент геотраверса “Базальт”) и г. Тынды–пос. Амурзет, а также методом точечных (дифференциальных) глубинных сейсмических зондирования (ГСЗ) вдоль трассы р. Зея–р. Буря.

Помимо перечисленных ранее прогнозных критериев впервые использованы местоположения ярких сейсмических скоростных неоднородностей – минимумов функциональной зависимости скорости от глубины для изолиний скорости $V_s = 3,6$ км/с и $V_s = 3,9$ км/с и локальных волноводов ($V_p^{пл} = 6,5$ км/с), фиксируемых в нижней коре непосредственно над подобными минимумами для изоскоростной кривой $V_s = 3,9$ км/с (рис. 2). Волноводы (области пониженной скорости $V_p^{пл}$), расположенные в нижней коре, отмечены под Наульским месторождением нефти в Тимано-Печорской НГП, под Карачаганакским нефтегазоконденсатным месторождением в Прикаспийской НГП, под Газлинским газовым месторождением в Амударьинской НГП, под уникальным Ленинским нефтяным месторождением в Западно-Сибирской НГП и под другими углеводородными скоплениями в пределах России и стран СНГ [2].

Вспомогательными исходными материалами являлись Карта намагниченных образований территории СССР и дна прилегающих морей масштаба 1:5 000 000 [10], Карта теплового потока территории СССР масштаба 1:5 000 000 [16], Карта полезных ископаемых России и сопредельных государств масштаба 1:5 000 000 [12]. Использовались также результаты количественных расчетов аномалеобразующего тела, создающего Баджал-Ям-Алинский региональный минимум гравитационного поля интенсивностью до 60–70 mgl, охватывающий значительную часть исследуемой территории (рис. 3). Наряду с перечисленными материалами привлекались сведения по сейсмичности исследуемого региона [21, 23], карты содержания урана (радия), тория и калия масштаба 1:10 000 000 [13–15].

В отличие от ранее выполненных прогнозных работ, когда главное внимание уделялось выявлению сравнительно локальных перспективных площадей исключительно по данным МГСП и двумерной сейсмической томографии [1–3], в настоящей работе предпринята попытка прогнозирования более крупных (первые сотни км) перспективных нефтегазоносных районов. При сравнительной оценке степени перспективности выделенных прогнозных районов мы руководствовались правилом, использованным в работах [9, 22]: прогнозная зона тем перспективнее, чем большее число благоприятных прогнозных признаков оказывается в ее пределах.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Рассмотрим сейсмические особенности строения КЗК и другие геофизические признаки по каждому из выделенных потенциально нефтегазоносных районов (рис. 2–5).

Верхнезейский район (I) выделен по данным регионального профиля МГСП г. Тынды–мыс Невельского (А–А₁) в интервале ПК 545–572 (рис. 1, 2). Глубинный разрез КЗК в пределах рассматриваемого района отличается аномально высокими значениями $V_p^{пл} = 7,40-7,60$ км/с в базальном слое, не встречающимися ни в одном другом прогнозном районе в пределах исследуемого региона. Исключительными особенностями рассматриваемого района являются глубокие минимумы изоскоростных кривых $V_s = 3,6$ км/с и $V_s = 3,9$ км/с, приходящиеся на один и тот же интервал сейсмического профиля (ПК 560–570), и латеральный волновод, выделяемый по скорости продольных волн $V_p = 6,5$ км/с, вертикальная мощность которого достигает 10 км. Скачок скорости на его гранях составляет $\Delta V_p = 0,1-0,2$ км/с. Латеральные

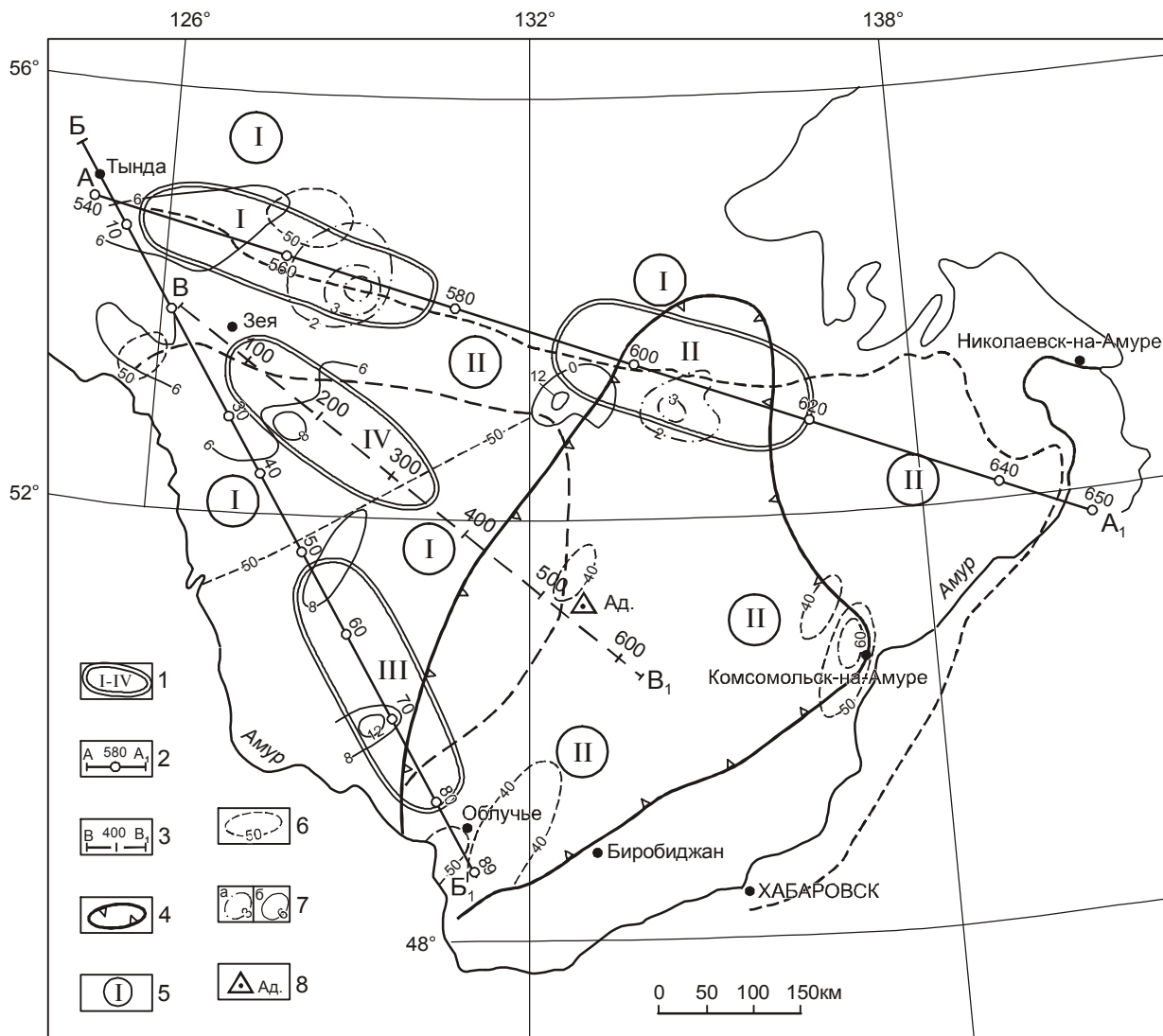


Рис. 3. Схема размещения прогнозных потенциально нефтегазоносных районов, намеченных по глубинным геофизическим признакам.

1 – предполагаемые контуры прогнозных районов: I – Верхнезейский, II – Удско-Селемджинский, III – Нижнезейский, IV – Среднезейский; 2 – профили многоволнового глубинного сейсмического профилирования (МГСР): г. Тында–мыс Невельского (А–А₁) и г. Тында–пос. Амурзет (Б–Б₁); 3 – профиль ГСЗ р. Зeya–р. Буря [19] В–В₁ (цифры – пикеты профилей); 4 – контур регионального Баджал-Ям-Алинского гравитационного минимума; 5 – зональность региона по величине J – средней намагниченности пород верхнего магнитоактивного слоя [10]: I – области, где развиты комплексы пород с намагниченностью J = 0,2–0,5 А/м, II – то же, где преобладают образования с J < 0,2 А/м; 6 – изолинии теплового потока, мВт/м² [16]; 7 – радиогеохимические аномалии: а – уран (радий), 10⁻⁴ %, б – торий, 10⁻⁴ %; 8 – нефтегазовое Адниканское месторождение [11].

размеры Верхнезейского района в створе сейсмического геотраверса оцениваются в 265 км на основании размеров области распределения в базальном слое $V_s^{III} = 4,00\text{--}4,30$ км/с. Обращает на себя внимание, что рассматриваемый район приурочен к области верхней мантии с пониженной скоростью $V_p = 7,70$ км/с. Природа возникновения глубоких минимумов на изоскоростных линиях $V_s = 3,6$ км/с и $V_s = 3,9$ км/с как фун-

кций от глубины нуждается в дополнительных исследованиях. Можно предположить, что одной из возможных причин существования этих минимумов является повышенная флюидонасыщенность КЗК, а также, возможно, повышенная трещиноватость и дезинтеграция пород верхней и нижней земной коры. В пользу последнего предположения свидетельствует наличие мощного волновода для Р-волн.

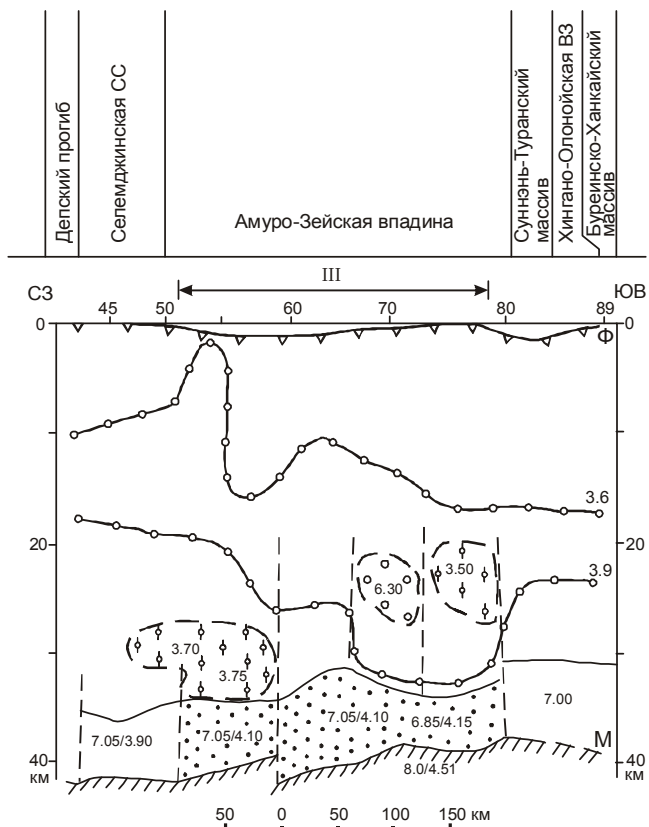


Рис. 4. Схематизированный скоростной разрез КЗК вдоль юго-восточной части профиля МГСП г. Тынды-пос. Амурзет (участок р. Зей-пос. Облучье). Составлен в Центре ГЕОН, схематизирован Н.К. Булиным.

Условные обозначения см. на рис. 2.

По нашим представлениям, требующим уточнения, наиболее перспективным в нефтегазоносном отношении является участок между ПК 558 и 575. Именно к нему приурочена аномалия содержания радия амплитудой $4 \cdot 10^{-4} \%$ [15]. В пределах контура прогнозного района (ПК 550–560) находятся месторождение урана (Кавли), а также месторождение урана и тория (Джигда) [12]. Кроме того, здесь же фиксируется аномалия содержания Th ($6 \cdot 10^{-4} \%$) [14]. Необходимо отметить, что в некоторых НГП (Северо-Кавказская – Мангышлакская и др.) установлена пространственная связь аномальных радиогеохимических зон Ra и Th с размещением газовых месторождений [2]. В пользу возможной нефтегазоносности Верхнезейского района свидетельствуют данные о повышенном тепловом потоке западной части рассматриваемой площади [16], где отмечена локальная аномалия $Q = 60 \text{ мВт/м}^2$.

Удско-Селемджинский район (II), также выделенный по данным профиля МГСП г. Тынды-мыс Невельского (рис. 2), характеризуется менее яркими скоростными аномалиями КЗК по сравнению с Верхнезейским районом: минимум изоскоростной кривой $V_s = 3,9 \text{ км/с}$ несколько расплывчатый, на значительном интервале (ПК 590–600) скорость V_p^{III} в базальном слое пониженная (7,0 км/с). Вместе с тем, характеристика базального слоя по скорости $V_s^{\text{III}} = 4,00–4,20 \text{ км/с}$ является типичной для областей нефтегазоаккумуляции [4].

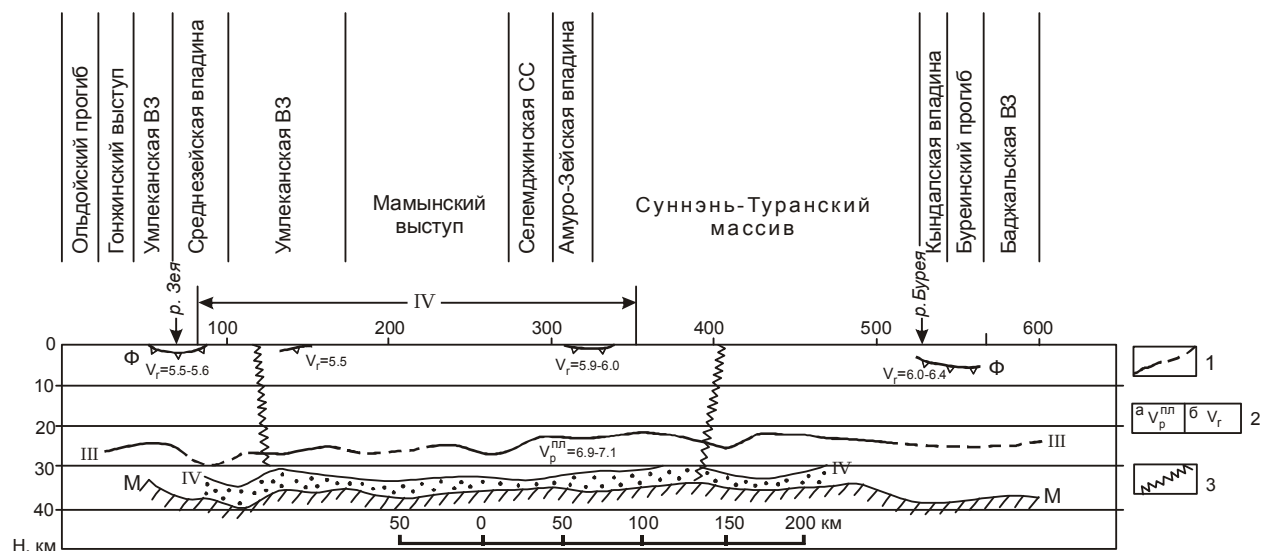


Рис. 5. Сейсмический разрез земной коры и кровли мантии по маршруту р. Зейя–р. Селемджа–р. Бурейя (по данным точечных дифференциальных зондирований ГСЗ [19]). Упрощено Булиным Н.К.

1 – сейсмические границы в КЗК; 2 – пластовая (а) и граничная (б) скорость продольных сейсмических волн, км/с; 3 – предполагаемые зоны глубинных разломов. Остальные условные обозначения см. на рис. 2.

Подобно сейсмическому разрезу под Верхнезейским районом здесь хорошо проявлен минимум изоскоростной кривой $V_s = 3,6$ км/с, а непосредственно выше кровли базального слоя присутствует латеральный волновод для Р-волн (при скачке скорости $\Delta V_p = 0,3$ км/с на левой грани и $0,2$ км/с на правой грани волновода). Весьма неожиданным оказалось почти полное совпадение контура изолинии скорости $V_s = 3,6$ км/с с нижней частью геологического тела с пониженной плотностью $\sigma = 2,6\text{--}2,7$ г/см³, полученной А.А. Духовским и Н.А. Артамоновой в результате количественной интерпретации уникального минимума гравитационного поля интенсивностью 70 mgl [8]. Таким образом, если верны расчеты по полю Δg , то в пределах значительной части Удско-Селемджинского района при бурении на глубину $1\text{--}3$ км могут быть вскрыты породы гранитоидного состава. Однако вероятное наличие на глубинах $1\text{--}3$ км и глубже образований гранитоидного состава не является отрицательным фактором для прогнозной оценки нефтегазоносности Удско-Селемджинского района. В последние годы появилось много данных о промышленной нефтегазоносности образований, сложенных породами гранитного ряда. Ярким примером этого является крупное нефтяное месторождение Белый тигр на южно-вьетнамском шельфе, залежь которого целиком расположена в гранитах и гранитоидах, из которых получены притоки нефти дебитом $1500\text{--}2000$ м³/сут. [6]. Наиболее глубокой скважиной по породам фундамента пройдено более 1500 км, причем весь вскрытый интервал разреза оказался насыщен нефтью. В центральном блоке месторождения, наиболее насыщенном нефтью, общая пустотность оценивается в $2,76\%$.

К центральной части рассматриваемого прогнозного района приурочена аномалия повышенного содержания радия $3 \cdot 10^{-4}\%$ [15]. О совпадении Удско-Селемджинского района с интенсивным минимумом Δg говорилось ранее.

Следующий прогнозный район, названный Нижнезейским (III), намечен в створе профиля МГСП г. Тында–пос. Амурзет (рис. 4). Главным основанием для его выделения являются повышенные значения $V_s^m = 4,10\text{--}4,15$ км/с в базальном слое КЗК. В отличие от Верхнезейского района, значения V_p^m в базальном слое здесь аномально низкие ($7,05$ и даже $6,85$ км/с). Отличительной особенностью скоростного разреза КЗК является региональный наклон изолиний скорости $V_s = 3,6$ км/с и $3,9$ км/с в юго-восточном направлении. На этом фоне на скоростном разрезе отмечены два относительно локальных минимума для изоскоростных линий $V_s = 3,6$ км/с (ПК 55–65) и

$V_s = 3,9$ км/с (ПК 67–80). Наибольший интерес вызывает второй минимум, выше которого на глубинах от 20 до 28 км находятся два латеральных волновода: волновод для Р-волн ($V_p = 6,30$ км/с) при скоростном контрасте $0,2\text{--}0,3$ км/с на обеих гранях и волновод для S-волн ($V_s = 3,5$ км/с) при очень высоком среднем скоростном контрасте $0,35$ км/с. Обращает на себя внимание, что под местом расположения волноводов мощность базального слоя составляет всего $5\text{--}6$ км. Второй участок малой мощности базального слоя $h^6 = 6,0$ км находится в районе ПК 50–59, к которому в верхней коре приурочено резкое изменение конфигурации скоростного уровня $V_s = 3,6$ км/с, а в нижней коре – скачкообразное изменение глубины границы М (глубинный разлом) и латеральная зона пониженной скорости $V_s = 3,70\text{--}3,75$ км/с. Как отмечалось ранее, по данным изучения разрезов ГСЗ и МГСП в пределах Волго-Уральской и Прикаспийской НГП, самые крупные углеводородные скопления приурочены к участкам, где мощность базального слоя минимальная ($4\text{--}8$ км) [4]. С этих позиций, наиболее перспективными участками в нефтегазоносном отношении являются районы ПК 50–59 и, в особенности, ПК 69–79.

Юго-восточная часть описываемого прогнозного района, наиболее перспективная в отношении поисков углеводородных скоплений, частично располагается в пределах южной оконечности Баджал-Ям-Алинского гравитационного минимума, где мощность пород преимущественно гранитоидного состава минимальная (менее 1 км), по данным А.А. Духовского и Н.А. Артамоновой [8]. В юго-восточной части Нижнезейского прогнозного района отмечено повышенное содержание калия [13].

Последний из прогнозируемых районов назван Среднезейским (IV на рис. 5). Основанием для выделения самостоятельного района IV явились результаты точечных сейсмических зондирований по маршруту р. Зей–р. Селемджа–р. Буря [19]. Как видно на рис. 5, регионально прослеживаемыми сейсмическими границами являются глубинные горизонты III, IV и поверхность М. Последняя является границей отражения и преломления, а горизонты III и IV фиксируются исключительно по отраженным волнам. По представлениям авторов статьи [19], границу IV "... следует рассматривать как верхнюю кромку переходной зоны в нижней части земной коры" (с. 106). С наших позиций, граница IV представляет собой кровлю базального слоя КЗК. Мощность этого слоя колеблется в пределах $3\text{--}6$ км. Ранее отмечалось, что сокращенная до $3\text{--}8$ км мощность базального слоя является одним из прогнозных признаков,

характерных для областей нефтегазонакопления. С учетом этого критерия, весь участок профиля, расположенный в интервале ПК 70–470, может рассматриваться как представляющий интерес в нефтегазоносном отношении. На рис. 1, 3 Среднезейский прогнозный район условно показан в виде линейно вытянутой зоны шириной около 100 км. В пределы рассматриваемого района попадает несколько локальных участков повышенного содержания Th $(6-8) \cdot 10^{-4} \%$ и радия $(2-3) \cdot 10^{-4} \%$ [14,15]. По признаку намагниченности образований фундамента Среднезейский район довольно однородный – средняя величина намагниченности $J = (0,2-0,5) \text{ А/м}$ несколько повышенная.

Таким образом, на основе использования новых подходов к прогнозированию потенциальной нефтегазоносности недр в рассматриваемом регионе Дальнего Востока удалось наметить и предположительно оконтурить 4 новых перспективных района.

В заключение приведенной краткой характеристики потенциально нефтегазоносных районов отметим, что для двух районов (I и II) установлена связь с локальными аномалиями содержания урана (радия). Что касается теплового потока, то его повышенные значения (60 МВт/м^2) зафиксированы лишь в Верхнезейском прогнозном районе. Любопытно отметить, что Адниканское месторождение УВ приурочено к локальной области пониженного теплового потока 40 МВт/м^2 (рис. 3).

Как видно из предшествующего обзора, наиболее яркие сейсмические неоднородности КЗК и особенно базального слоя наблюдаются в пределах Верхнезейского прогнозного района, для которого также характерно значительное число косвенных благоприятных признаков. Весьма контрастно здесь проявлен нижнекоровый сейсмический волновод для Р-волн, который, предположительно, можно рассматривать как возможный (промежуточный) очаг углеводородонакопления. Верхнезейский район относится к первой категории перспективности. Отрицательными моментами являются труднодоступность района, в связи с наличием обширного водохранилища, а также его повышенная сейсмическая активность. Согласно [21], 2/XI-1973 г. в 07 ч. 31 мин. 35 с в западной части Верхнезейской прогнозной зоны произошло сильное землетрясение с магнитудой $M = 5,5 \pm 3$ и глубиной очага $H = 20 (14-30) \text{ км}$. В районе Зейского водохранилища довольно часто происходят более слабые землетрясения энергетического класса $K = 7-10$ [23].

Вторым по степени перспективности можно считать Нижнезейский район (III на рис. 1), особенно его интервал между ПК 67 и 79, находящийся в юго-

западной части Баджал-Ям-Алинского гравитационного минимума. Наиболее контрастно устроенной в этой аномальной зоне является нижняя часть КЗК, где уверенно выделяются две латеральные волноводные зоны, каждая из которых может рассматриваться в качестве вероятного промежуточного очага углеводородонакопления. Сейсмическая активность Нижнезейского района пониженная [23].

Следующим по степени перспективности является Удско-Селемджинский район (II на рис. 1, 3), который коррелируется по местоположению с локальной аномалией повышенного содержания радия. Последним, по степени достоверности его локализации, является Среднезейский район (IV на рис. 1, 3), для выявления которого использован лишь один сейсмический признак – малая мощность базального слоя.

Обращает на себя внимание, что прогнозные районы (I и II) пересекаются вдоль их простирающей линией разграничения различно намагниченных пород верхнего магнитоактивного слоя [10]. Можно предполагать, что более перспективными на нефтегазоносность являются южные половины зон I и II, приуроченные к области II с низкой намагниченностью ($J < 0,2 \text{ А/м}$).

В оценке потенциальной нефтегазоносности районов I и II определенное значение может иметь такой фактор, как их приуроченность к полосе широтной линейной зоны 52° с.ш. [5], в пределах которой правомерно ожидать повышенной концентрации зон глубинных разломов, являющихся путями вертикальной (восходящей) миграции углеводородов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Представленные в статье результаты прогноза региональной нефтегазоносности недр крупного сегмента Дальневосточного региона по глубинным геофизическим признакам получены впервые. Поскольку методика прогнозирования потенциально перспективных нефтегазоносных районов была разработана на примере изучения древней Русской платформы [1–4], то результаты ее применения в регионе относительно молодой активизации следует рассматривать как сугубо предварительные, требующие заверки другими методами, прежде всего, глубоким бурением.

2. Из описанных прогнозных районов наиболее представительные геофизические данные получены по Верхнезейской и Нижнезейской площадям, которые должны быть опоискованы в первую очередь. Возможно, в эту же категорию прогнозных потенциально перспективных районов следует включать и Удско-Селемджинскую зону.

3. Обращает на себя внимание пространственная связь потенциально нефтегазоносных районов с радиогеохимическими аномалиями Ra и Th.

4. Описанный в статье прогноз региональной нефтегазоносности может показаться читателю чрезмерно оптимистическим. Следует, однако, учитывать, что нами осуществлен прогноз потенциальной, а не реальной нефтегазоносности. Понятия реальная и потенциальная нефтегазоносность не адекватны друг другу, что необходимо учитывать при оценке значимости данной статьи.

Оценивая перспективы нефтегазоносности прогнозируемых участков, следует прежде всего отметить, что они расположены на продолжении рифтогенных структур Китая, приуроченных к Восточно-Азиатскому рифтогенному поясу и образующих Главный газонефтяной пояс Китая (ГНПК), включающий крупные и гигантские месторождения бассейнов Сунляо (главный нефтеносный район Китая), Сычуань (главный газоносный район Китая), Бохайвань и другие. Вместе с тем, на продолжении ГНПК на территории Российского Дальнего Востока как перспективные на выявление промышленных месторождений УВС по совокупности геолого-геофизических данных ранее оценивались Амуро-Зейская, Среднеамурская, Нижнеамурская, Удская и Торомская впадины. Однако степень геологической изученности этих впадин очень низкая, и проведенных работ недостаточно для их достоверной оценки [20] – учитывая планируемое строительство нефтегазопроводов из Восточной Сибири в Китай, Японию, Южную Корею и другие страны АТР через территорию Дальнего Востока, нефтегазопоисковые работы в регионе очевидно должны быть возобновлены. Можно предполагать, что новые глубинные геофизические критерии регионального прогноза нефтегазоносности, разработанные для Зейско-Удского участка области сочленения Центрально-Азиатского и Восточно-Азиатского рифтогенных поясов, позволят уточнить и расширить сделанные ранее оценки и будут способствовать целенаправленному и более обоснованному выбору площадей для дальнейших исследований.

БЛАГОДАРНОСТИ

Авторы статьи благодарны Г.Л. Кирилловой, Л.И. Красному и С.В. Потапьеву за инициативу в постановке задачи.

ЛИТЕРАТУРА

- Булин Н.К., Егоркин А.В. Возможная нефтегазоносность северо-западных и центральных районов Русской платформы (по данным сейсмических исследований) // Геология нефти и газа. 2000. № 1. С. 37–43.
- Булин Н.К., Егоркин А.В. Региональный прогноз нефтегазоносности недр по глубинным сейсмическим критериям / М., Центр ГЕОН. 2000. 192 с.
- Булин Н.К., Егоркин А.В., Золотов Е.Е. О перспективах нефтегазоносности Мезенской синеклизы // Разведка и охрана недр. 2003. № 2. С. 12–16.
- Булин Н.К., Булина Л.В. Использование геофизических данных о строении земной коры в прогнозе региональной нефтегазоносности недр // Шестые ежегодные геофизические чтения имени В.В.Федынского. М.: Центр ГЕОН, 2004. С. 35.
- Булин Н.К., Власов Н.Г., Гальперов Г.В., Солодилов Л.Н., Эринчек Ю.М. Евразийский широтный линеймент 52° с.ш. (геофизический и минерагенический аспекты) // Докл. РАН, 2004. Т. 395, № 6. С. 786–790.
- Гаврилов В.П., Дзюбло А.Д., Поспелов В.В., Шнип О.А. Геология и нефтегазоносность фундамента шельфа Южного Вьетнама // Геология нефти и газа. 1995. № 4. С. 25–30.
- Геологическая карта Приамурья и сопредельных территорий. 1:2 500 000: Объясн. зап. / Ред. Л.И.Красный, А.С.-Вольский, Пэн Юньбяо. СПб. – Благовещенск – Харбин, 1999. 135 с.
- Духовский А.А., Артамонова Н.А. Выделение по гравиметрическим данным разноранговых рудоносных площадей как основа для прогнозных построений (на примере складчатых областей Забайкалья – Дальнего Востока) // Отеч. геология. 2004, № . (в печати).
- Ермаков Б.В., Ерхов В.А., Ивановская Л.В., Краснопевцева Г.В., Михальцев А.В., Попова О.Г., Семов В.Н., Шукин Ю.К. Результаты исследований земной коры и верхней мантии в решении задач прогноза минерагении Северной Евразии // Геофизика. 1994. №5. С. 51–56.
- Карта намагниченных образований территории СССР и дна прилегающих морей. 1:5 000 000 / Ред. Л.В.Булина; Мингео СССР. Л., 1981.
- Карта нефтегазоносности Российской Федерации. 1:5 000 000 / Ред. К.А.Клещев. СПб., 1994.
- Карта полезных ископаемых России и сопредельных государств (в границах бывшего СССР). 1:5 000 000 / Отв. редакторы К.Б. Ильин и др. СПб. ВСЕГЕИ. 1992.
- Карта содержания калия территории России. 1:10 000 000 / Ред. Г.Н.Михайлов; Роскомнедра. ВИРГ-Рудгеофизика. СПб., 1995.
- Карта содержания тория территории России. 1:10 000 000 / Ред. Г.Н.Михайлов; Роскомнедра. ВИРГ-Рудгеофизика. Санкт-Петербург, 1995.
- Карта содержания урана (радия) территории России. 1:10 000 000 / Ред. Г.П.Михайлов; Роскомнедра. ВИРГ-Рудгеофизика. СПб., 1995.
- Карта теплового потока территории СССР. 1:5 000 000 / Ред. В.В. Гордиенко, О.В. Завгородняя, У.И. Моисеенко. Киев, 1992.
- Краснопевцева Г.В., Шукин Ю.К. Объемная глубинная модель земной коры Восточно-Европейской платформы по данным региональных сейсмических исследований // Регион. геология и металлогения. 2000. № 10. С. 73–84.
- Леонов Ю.Г. Тектонические критерии интерпретации сейсмических отражающих горизонтов в нижней коре континентов // Геотектоника. 1993. № 5.
- Мишенькин Б.П., Мишенькина З.Р., Анненков В.В. Глу-

- бинное сейсмическое зондирование на Буреинском массиве // Геология и геофизика. 1987. № 10. С. 98–107.
20. Нефтегазоносность юга Дальнего Востока и сопредельных регионов (Сопоставительный анализ) / Буряк В.А., Бакулин Ю.И., Беспалов В.Я. и др. Хабаровск: ИКАРП ДВО РАН, ДВИМС и Дальгеолком МПР РФ, Межрег. ассоц. Д. Восток и Забайкалье. 1998. 282 с.
21. Новый каталог сильных землетрясений на территории СССР. М.: Наука, 1977. 336 с.
22. Чекунов А.В., Шукин Ю.К., Семов В.Н., Ермаков Б.В., Калюжная Л.Т., Рябчук Л.И. Литосфера и нефтегазоносность территории СССР // Геофиз. журн. 1990. Т. 12, № 1. С. 3–9.
23. Шолохова А.А., Оскорбин Л.С., Рудик М.И., Урбан Н.А. Землетрясения Приамурья и Приморья // Землетрясения в СССР в 1987 году. М.: Наука, 1987. С. 86–89.
24. Шукин Ю.К. Региональные исследования и актуальные проблемы глубинной геологии // Геофизика, 2001. № 1. С. 19–30.

Поступила в редакцию 1 сентября 2004 г.

Рекомендована к печати Ю.Ф. Малышевым

N.K. Bulin, A.S. Volsky

The regional prediction of oil and gas potential in the junction area of the Central Asian and the East Asian riftogenic belt based on deep geophysical criteria

The regional prediction of oil and gas potential in the junction area of the Central Asian and the East Asian riftogenic belt is based on the analysis of seismic sections of the crystalline earth's crust (CEC) obtained by the method of multi-wave deep seismic profiling (profiles: Tynda – Cape Nevelskoi and Tynda – Amurzet) and by the method of differential deep seismic sounding along the Zeya River – Bureya River trace. The prediction is based on the data on the velocity characteristics (layer velocity of longitudinal waves $V_p = 7.2\text{--}7.6$ km/s and shear waves $V_s = 4.05\text{--}4.30$ km/s) of waves in the basal layer of the lower crust and the data on the thickness of this layer ($h = 3\text{--}8$ km), which lies directly on the Moho boundary. Many specialists believe that the basal layer (or reflectivity layer, according to western geophysicists) is one of the most tectonically active layers of the upper lithosphere, which also affects the development of mineragenic processes. These predictive features were previously used for the regional prediction of oil and gas potential of the Russian Platform. The minima locations on the isolines of the velocity $V_s = 3.6$ km/s and $V_s = 3.9$ km/s and the lateral local waveguide of the velocity $V_p \sim 6.5$ km/s and $V_s = 3.5$ km/s in the lower crust were also used for prediction for the first time. The association of territories with areas of lower mean magnetization of the upper magnetoactive crustal layer $J < (0.2\text{--}0.5)$ A/m promising for hydrocarbon accumulation empirically established in other regions of Russia were used. On the basis of the above-mentioned deep geophysical features in the studied area, four potential oil and gas fields were distinguished in the following succession in descending order depending on the degree of prediction reliability: Upper Zeya (I), Lower Zeya (IK), Uda-Selemdzha (II), and Middle Zeya (IV). The predicted regions are about 300 km across strike.