

**ГЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ
ГАЗОВ И ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПЕРЕЯСЛАВСКОГО ГРАБЕНА
СРЕДНЕАМУРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА**

Е.П. Развозжаева¹, А.И. Гресов², А.В. Яцук², П.Н. Прохорова¹, Д.А. Швалов²

¹ *Институт тектоники и геофизики им Ю.А. Косыгина ДВО РАН, Хабаровск, Россия; e-mail: rep@itig.as.khb.ru*

² *Тихоокеанский океанологический институт им В.И. Ильичева ДВО РАН, Владивосток, Россия*

Поступила в редакцию 16 декабря 2024 г.

По результатам полевых исследований установлено, что содержания метана в составе свободных, сорбированных и растворенных газов верхнечетвертичных отложений и поверхностных водотоков Переяславского грабена Среднеамурского осадочного бассейна изменяются в пределах 0.6–19088.4, 1.8–9.5 и $2.3–115.0 \cdot 10^{-4}$ %; суммы его гомологов – 0.00–0.84, 0.29–5.71 и $0.01–0.20 \cdot 10^{-4}$ %, соответственно. Расчет и интерпретация газогеохимических показателей позволили выделить десять генетических групп материнских источников углеводородных газов (УВГ), в том числе миграционных газов залежей и скоплений газового, конденсатного и нефтяного ряда. Комплексная интерпретация газогеохимических и геолого-геофизических материалов показала, что распределение УВГ зависит от совместного влияния основных газоконтролирующих факторов – геологического строения, складчатой и разрывной тектоники, углефтеносности и битумозности породных комплексов. Выполнена геотектоническая и газогеохимическая оценка перспектив нефтегазоносности района исследований.

Ключевые слова: углеводородные газы, газогеохимические показатели, генезис, геотектонические аспекты, нефтегазоносность, Переяславский грабен, Среднеамурский осадочный бассейн.

ВВЕДЕНИЕ

Среднеамурский осадочный бассейн (СОБ) расположен в южной части Хабаровского края на территории с развитой инфраструктурой. Первые признаки его возможной нефтегазоносности были выявлены в 50-е годы прошлого столетия при бурении опорно-картировочных скважин. Планомерное изучение сейсморазведочными работами относится к 80-м годам. Максимально был изучен сейсморазведочными работами Переяславский грабен (ПГ) – самая крупная отрицательная структура, располагающаяся в юго-восточной части СОБ. На выявленных в результате сейсморазведочных работ горстовых поднятиях были пробурены две структурно-параметрические скважины (1-Е, 2-Е) и одна параметрическая скважина (1-В) – для изучения подстилающего мезозойского осадочного комплекса. Прямых признаков нефтегазоносности обнаружено не было, но некоторые пласты и кайнозойского, и мелового возраста имели высокие содержания РОВ (рассеянного органического вещества). В СОБ проводились также разноплановые те-

матические, в том числе опытные газогеохимические исследования. В 2011 году Институтом нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН в сотрудничестве с ИТиГ ДВО РАН было проведено обобщение результатов геолого-геофизических, тематических и нефтегазопроисковых работ и сделан вывод, что в СОБ возможно открытие небольших залежей нефти и газа [10]. Проведение газогеохимического опробования, являющегося недорогим, эффективным, экологичным прямым нефтегазопроисковым методом, на территории ПГ является закономерным шагом в его дальнейшем изучении и обосновании перспектив в отношении углеводородного сырья.

Переяславский грабен отвечает некоторым геологическим показателям и критериям нефтегазоносности. По В.Д. Наливкину [11], к ним относятся: тектонотип, размер, максимальная мощность осадков, масштаб прогибания, объем отложений, погруженный на глубину 2 км, возраст продуктивного комплекса, мористость. Перечень основных критериев перспектив нефтегазоносности малоизученных регионов Рос-

сии, предложенный академиком А.Э. Конторовичем [9], включает: объём слабодислоцированных осадочных пород и присутствие в их составе толщ, обогащенных органическим углеродом, глубина погружения осадочных геоструктур, достаточная для того, чтобы нефтепроизводящие толщи оказались в температурных условиях главной зоны нефтеобразования (ГЗН); наличие в толще природных резервуаров, состоящих из пород-коллекторов и перекрывающих их флюидоупоров, а также ловушек углеводородов (УВ), в которых возможно формирование залежей нефти и газа.

Важно отметить, что к прямым газогеохимическим признакам нефтегазоносности ПГ следует отнести наличие битуминозного вещества со свойствами метанонафтеновой нефти с примесью ароматических УВ битумопроявлений и свободных газопроявлений из скважин [20], а также присутствие в снежном покрове грабена «тяжелых углеводородов» (до гексана включительно), по данным снегового опробования [16].

В 2024 года сотрудниками ИТиГ и ТОИ ДВО РАН в пределах юго-восточной и центральной части ПГ были выполнены газогеохимические исследования свободных и сорбированных углеводородных газов (УВГ) верхнечетвертичных осадков, а также растворенных газов поверхностных водотоков и подземных вод в рамках целей и задач проекта РНФ+регион № 24-27-20053.

Основные цели и задачи настоящей работы заключались в обобщении, систематизации и сравнительном научном анализе имеющихся и новых данных газогеохимических, геологических и геофизических исследований, позволяющих определить влияние геотектонических условий на распределение различных по происхождению УВГ и оценить перспективы нефтегазоносности Переяславского грабена, расположенного в районе с развитой инфраструктурой в непосредственной близости от г. Хабаровска.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОПОИСКОВАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ ПЕРЕЯСЛАВСКОГО ГРАБЕНА

Геологическое строение

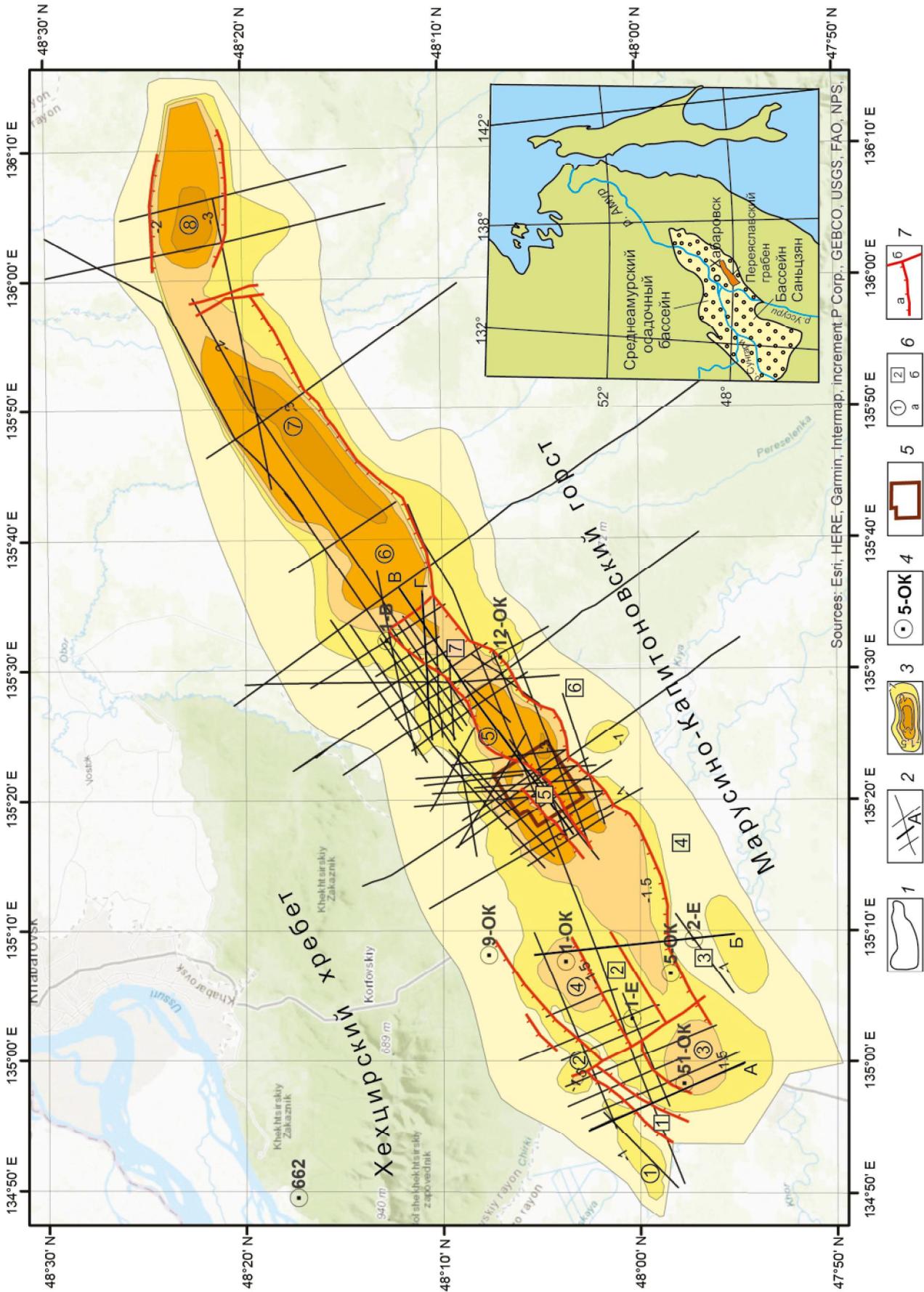
Переяславский грабен расположен в юго-восточной части Среднеамурского осадочного бассейна.

Он входит в состав Восточной тектонической зоны СОБ и является его самой крупной отрицательной структурой [20]. Грабен вытянут в северо-восточном направлении на 125 км при ширине 15–30 км. В поперечном сечении ПГ имеет крутой юго-восточный борт, сопряжённый с разломом, и пологий северо-западный. ПГ осложнён структурами более высоких порядков – погружениями, поднятиями, ступенями, валами. В юго-западной части он имеет наибольшую ширину, наименьшую мощность осадков и сложное строение. В северо-восточном направлении (по простиранию грабена) его строение упрощается, грабен сужается, а мощность осадочного чехла увеличивается. Условно (в том числе и по степени изученности) в ПГ выделяются три части: юго-западная, центральная и северо-восточная. Площадными сейсморазведочными работами по нерегулярной сети изучены юго-западная и центральная части, северо-восточная пересечена отдельными сейсмическими профилями. В юго-западной части ПГ выделяются Хорское, Киинское, Чиркинское, Зоевское погружения и предположительно западное замыкание крупного Ситинского погружения, разделенные Могилевско-Владимирским валом, Казакеевско-Зоевским и Екатеринославским поднятиями (рис. 1).

Мощность кайнозойского осадочного чехла в юго-западной части ПГ составляет около 2000 м, из них 1200 м было вскрыто скважиной 1-ОК (скважина не вышла из кайнозойских отложений). Предполагается, что первоначальная глубина была больше, но в позднем миоцене-плиocene юго-западная часть ПГ испытывала подъем, и верхняя часть осадочного комплекса была эродирована. Основанием такого предположения является повышенная плотность осадочных пород в скважинах юго-западной части (1-ОК, 1, 2-Е) по сравнению с центральной (скв. 1-В, 12-ОК), что объясняется первоначальным формированием их на глубине, превышающей современную, поскольку уплотнение пород с глубиной является необратимым процессом. Величина воздымания, скорее всего, была различной, но довольно четко она определена по скважине 2-Е и составляет около 467 м (по материалам диссертации Е.П. Развозжаевой). О воздымании свидетельствует также отсутствие в юго-западной ча-

Рис. 1. Схематическая геоструктурная карта Переяславского грабена.

1 – границы грабена; 2 – линии сейсмических профилей, жирной линией с буквенным обозначением показаны линии разрезов, приведенных на рис. 7–10; 3 – изолинии мощности, км; 4 – скважины и их наименования; 5 – контур площади, изученной сейсморазведкой 3D; 6 – структуры второго порядка кайнозойского осадочного чехла: а – погружения: 1 – Киинское, 2 – Чиркинское, 3 – Хорское, 4 – Зоевское, 5 – Ситинское, 6 – Оборское, 7 – Немтинское, 8 – Левоюшкинское, б – поднятия: 1 – Могилевско-Владимирский вал, 2 – Казакеевско-Зоевское, 3 – Екатеринославское, 4 – Георгиевская ступень, 5 – Чиркинское, 6 – Шаповаловская ступень, 7 – Ситинская ступень; 7 – разломы: а – сбросы, б – проchie.



сти верхнеэоценовой головинской свиты, мощность которой в северо-восточной части ПГ по сейсмическим материалам предполагается 300–500 м [14, 20]. Центральная часть ПГ состоит из последовательно расположенных Ситинского и Оборского погружений мощностью более 2500 м. Ситинское и Оборское погружения разделены относительно приподнятой зоной – Ситинской ступенью. В отчетах и статьях можно встретить название Ситинская седловина, вероятно потому, что в плане она представляет собой поднятие, узкое в центральной части и расширяющееся к северо-западу и юго-востоку (рис. 1). Ситинское погружение является самой крупной отрицательной структурой в ПГ – 255 км². В своей центральной части оно разделено Чиркинским (Малоситинским) центральным поднятием на две зоны – юго-восточную и северо-западную. Максимальная мощность осадочного чехла 3000 м. Глубоких скважин в Ситинском погружении нет. Оборское погружение изучено сейсморазведкой неравномерно, в основном, одиночными профилями. Мощность осадочного чехла в депоцентре Оборского погружения составляет 3000 м. Скважиной 1-В, пробуренной на пологом склоне Оборского погружения, вскрыто 1300 м палеоген-неогенового осадочного комплекса. Северо-восточная часть ПГ состоит из Немптинского и Лёвоюшкинского прогибов. Прогибы характеризуются небольшой шириной и сравнительно мощным осадочным чехлом, более 3000 м. Здесь появляется отражающий горизонт, разделяющий палеоген-неогеновый и неоген-четвертичный осадочные комплексы, что указывает на относительно большую мощность последнего. Простирается ПГ в северо-восточной части меняется на восток-северо-восточное, а последнего Лёвоюшкинского прогиба – на субширотное. Лёвоюшкинский прогиб ограничен в своей самой глубокой части сбросами как с севера, так и с юга, причём депоцентр расположен ближе к северному сбросу.

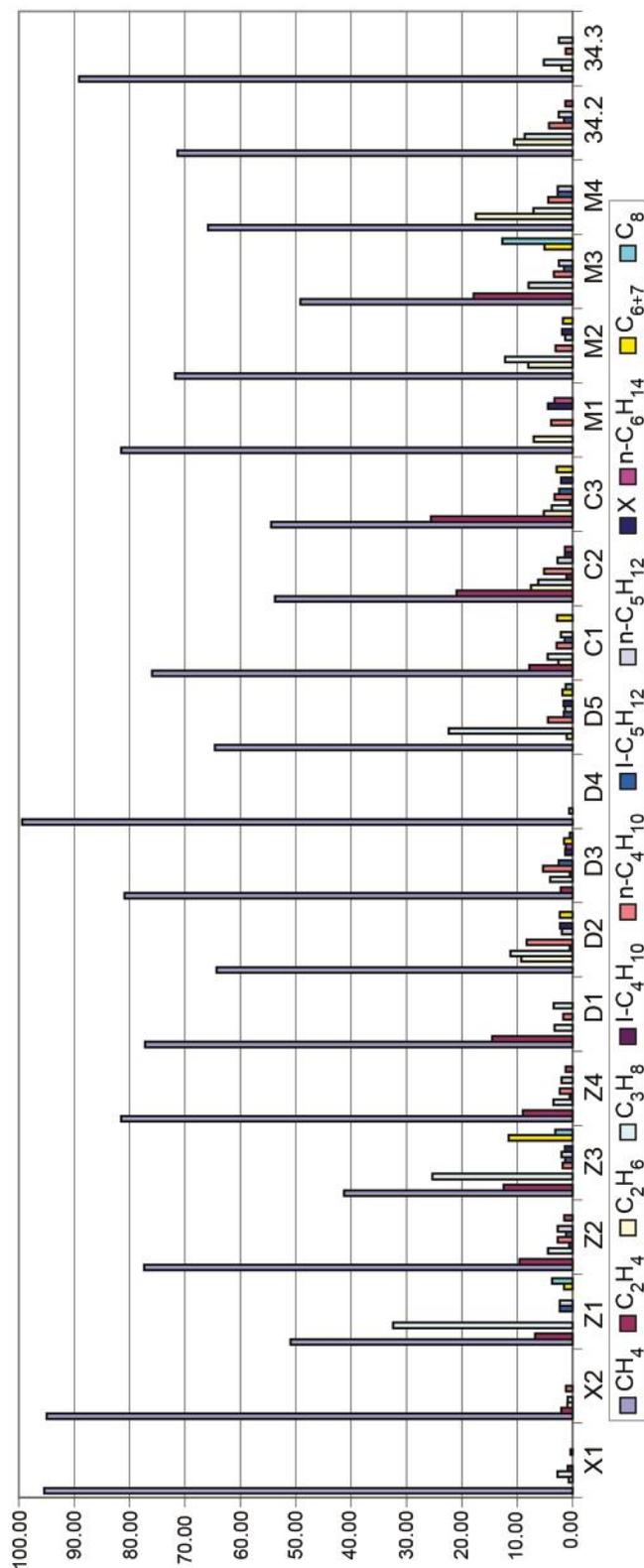
По имеющимся геолого-геофизическим данным в строении Переяславского грабена выделяются три структурно-стратиграфических комплекса: (снизу вверх) позднеэоценовый (ассикаевская, стрельниковская / алчанская свиты), палеоген-среднеэоценовый (чернореченская, бирюфельдская, ушумунская свиты) и позднеэоцен-четвертичный (головинская свита / аякитская толща, приамурская свита) [20]. Вещественное выполнение позднеэоценового комплекса представлено преимущественно морскими терригенными отложениями, палеоген-среднеэоценового – угленосными (верхнечернореченская и нижнеушумунская подсвиты) песчано-глинистыми отложениями с редкими слоями конгломератов, туфов или туфопесчаников, позднеэоцен-четвертичного –

песками разной зернистости, глинами, гравийниками, базальтами [1, 20]. Угленосные отложения развиты не повсеместно и представлены бурыми углями (среднеэоценовыми, малосернистыми, повышенной влажностью). Мощность пластов угля, вскрытых скважинами, колеблется от 0.1 до 8.6 м. Глубины залегания изменяются от 12 до 447 м.

Нефтегазопроисхождение и признаки нефтегазоносности

Еще на первом этапе нефтегазопроисхождения работ (50–60-е годы прошлого столетия) по результатам структурно-параметрического бурения в ПГ установлена битуминозность кайнозойских отложений [1]. При этом, битум, рассеянный в глинах и углях, резко различался по компонентному составу (Оленин В.Б., 1961 г.). Битуминозное вещество в глинах разреза скважины 51-ОК (рис. 1), имеет состав: масла – 67.9 %, смолы – 26.8 %, асфальтены – 5.3 %. Хлороформенный экстракт битума, приуроченного к углям этой же скважины, содержит масел – 12.2 %, смол – 66.5 %, асфальтенов – 21.3 %. В скважине 1-ОК с глубины 1084 м была поднята алевритоглинистая порода, пропитанная легкой метаново-ароматической нефтью. В скв. 12-ОК при вскрытии пласта угля на глубине 507 м был зафиксирован углеводородный эффект, превышающий на порядок фоновые показания (в % отношении). По результатам этих работ сделан вывод, что, исходя из структурных особенностей осадочного палеогенового и неогенового выполнения ПГ (слабо изученных на тот момент) и их битуминозности, следует «ожидать незначительные залежи нефти с общими запасами примерно 25–30 млн тонн» [1].

Возобновление нефтегазопроисхождения исследований началось в 80-е годы. Были проведены сейсморазведочные работы и пробурено 3 скважины, вскрывшие кайнозойский осадочный чехол и позднеэоценовые вулканогенно-осадочные образования переходного комплекса. Притоков нефти и газа не было обнаружено, но интервалы с повышенными содержаниями РОВ были вскрыты в обоих осадочных комплексах. Сейсморазведкой изучено внутреннее строение ПГ, выделены локальные структуры. В 2003 году ИТиГ ДВО РАН проводились опытные работы по изучению возможностей применения газогеохимического метода по снеговому покрову в СОБ. Объемы работ были небольшими и определялись возможностями химической лаборатории ИТиГ. В ПГ было отобрано 22 пробы. Места отбора проб снега были выбраны с учетом признаков нефтегазоносности. Установлено, что преобладающее значение в составе газов УВ-фракции проб снега района исследований имеет метан, содержания которого в ПГ варьирует в пределах 49.1–



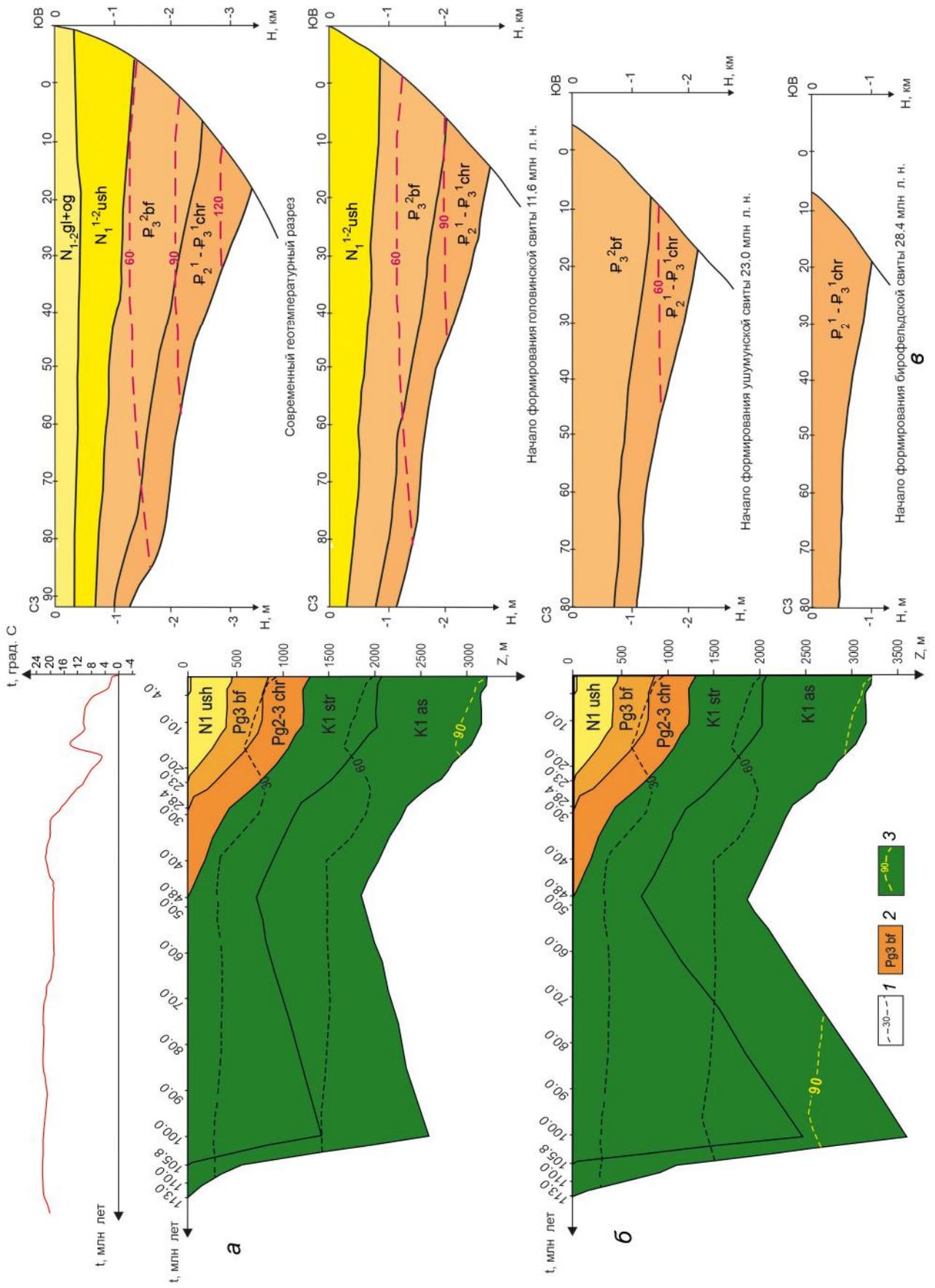
99.4 % [16]. При этом, содержание этана и этилена во фракции достигает 50.7 %, пропана – 32.4, i-бутана и n-бутана – 8.8, i-пентана и n-пентана – 5.3 %, остальных ТУ (выше C₅) – до 7.7 % (рис. 2).

В последние годы в лаборатории тектоники осадочных бассейнов ИТиГ ДВО РАН было проведено палеотемпературное моделирование 1D глубоких скважин, вскрывших меловой и кайнозойский осадочные комплексы, и 2D моделирование кайнозойского чехла в отдельных погружениях [13, 14]. С помощью программного обеспечения ТеплоDialog (разработка Новосибирского государственного технического университета) на основе имеющихся геолого-геофизических и геохимических данных рассчитывались одномерные и двумерные геотемпературные пространственно-временные модели эволюции отложений Переяславского грабена. В соответствии с принятой вертикальной шкалой катагенеза А.Э. Конторовича проведен анализ полученных моделей с оценкой нефтегазогенерационного потенциала отложений. Результаты моделирования по скв. 1-В, вскрывшей 1300 м кайнозойского и 1900 м мелового осадочных комплексов (А, Б), и по профилю, пересекающему Оборское погружение (В), приведены на рис. 3. Согласно рассчитанным моделям в северо-восточной части ПГ в настоящее время в кайнозойских отложениях происходит генерация нефти, в юго-западной части грабена отложения генерируют газ. Одномерное палеотемпературное моделирование по скважинам, вскрывшим меловой комплекс, выявило, что потенциально нефтегазопродуцирующими могут быть нижнемеловые отложения.

В 2012 году на Чиркинском (Малоситинском) поднятии – одной из перспективных структур ПГ, ЗАО «Пангея» проводило сейсморазведку 3D на площади 50 км² по договору с ОАО «Подзембургаз». Результаты работ подтвердили замыкание структуры по изогипсе -1500 м и нарушенность ее разломами (рис. 4). Поднятие связано с выступом верхнемезозойских отложений, образовавшемся в результате надвига. Рекомендовано бурение параметрической скважины с целью поиска нефти и газа в кайнозойских и верхнемеловых (?) отложениях и доизучения строения этих комплексов.

Рис. 2. Нормированное содержание газов УВ-фракции в снежном покрове Переяславского грабена [4].

Места отбора проб снега: X1, 2 – район Хехцирского поднятия (за пределами грабена), Z (1–4) – Зоевское погружение, район скв. 1-ОК, D (1–5) – Ситинская ступень, C (1–3) – Ситинское погружение, M (1–3) – п. Могилевка, район скв. 51-ОК, 34.2–34.3 – п. «34 км», район скв. 12-ОК.



По результатам обобщения геолого-геофизических материалов по СОБ и оценки перспектив его нефтегазоносности, проведенных Институтом нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН в сотрудничестве с ИТиГ ДВО РАН, в СОБ предполагается открытие небольших залежей нефти (первые млн т) и газа (первые млрд м³) [10].

РЕЗУЛЬТАТЫ ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Методика газогеохимических работ

Газогеохимическое обследование почво-грунтов ПГ выполнено методом подпочвенно-газовой съемки с отбором свободного газа пробоотборником из 146 шпуров глубиной 0.8–1.0 м (рис. 5). Отбор проб газа осуществлялся после герметизации и вакуумирования шпуров в соответствии с РД 05-313-99 [17]. В процессе исследований отобрано 146 проб газа в стеклянные емкости объемом 68 мл, заполненные консервантом (перенасыщенным солевым раствором) в соответствии с методическим Руководством [19].

С целью изучения газонасыщенности и состава сорбированных газов в верхней части разреза четвертичных отложений пробурено 27 шпуров глубиной 1.0–1.2 м с использованием колонкового бура «Геолог» (рис. 5), на забое которых керноотборником отбирались пробы осадков в герметические стеклянные сосуды объемом 116 мл с последующей их дегазацией и отбором проб газа. Методика опробования и дегазации керна осадков соответствовала Руководству [19].

Газогадохимическое опробование состава водорастворенных газов поверхностных водотоков и подземных вод осуществлялось в 25 точках, в которых специальным пробоотборником ТОИ ДВО РАН отбиралось три пробы в стеклянные емкости объемом 100, 100, 500 мл. Определение газонасыщенности поверхностных и подземных вод выполнено методом равновесных концентраций «HeadSpace» в соответствии с РД 52.24.512-2012 [18] и Руководству [19]. Анализ 221 пробы газа производился на хроматографах «КристалЛюкс-4000М» и «Хроматэк Газохром – 2000» согласно ГОСТ 31371.3-2009 [3].

Для определения генезиса УВГ использовалась комплексная методика их идентификации на основе

газогеохимических количественных показателей: молекулярной массы (Мув), весовых концентраций УВ-фракции [2] и отношений весовых концентраций УВ – коэффициентов «влажности» (Квл) и преобразованности (Кпр), представленных соотношениями: $K_{вл} = \frac{\sum C_2-C_3}{\sum C_1-C_5} \times 100$ (%) [22] и $K_{пр} = \frac{(C_2 \times C_4)}{C_3}$ (у.е.) [12], где C_1-C_5 – весовые концентрации УВ в долях на 1000 (г/кг УВ-фракции).

Молекулярная масса УВ фракции – средневзвешенная величина по массе ее индивидуальных членов ряда метан-пентан (C_1-C_5 , г/моль), и весовая концентрация УВ, нормированная по отношению к Мув в долях целого на 1000 (г/кг УВ-фракции), использовались как единый количественный показатель генетических особенностей УВГ различных литотипов и газоматеринских источников. Положительным качеством показателя Мув является возможность его применения для определения генезиса УВГ различных форм их природного нахождения. Так, сходство значений Мув растворенных, свободных и сорбированных УВГ угольных, газовых, конденсатных, нефтегазовых, газонефтяных и нефтяных залежей Востока России достаточно уверенно выявляется при попарном сопоставлении значительных по объёму статистических выборок [4–7].

Коэффициент «влажности» является показателем обогащённости УВ-фракции гомологами метана и важным критерием поиска залежей углеводородов. Так, средними значениями Квл 2–3 % характеризуются УВГ угольных залежей, Квл > 50 % – нефтяных.

Коэффициент преобразованности УВ фракции используется как показатель степени преобразования гомологов метана и косвенно указывает на продолжительность нахождения УВГ в ловушке. Например, средние значения Кпр кайнозойских нефтегазовых залежей Сахалинского осадочного бассейна составляют 55 у.е., а мезозой-палеозойских – Лено-Вилюйского – более 150 у.е. [6].

Состав и генезис газа. В составе растворенных, свободных и сорбированных УВГ поверхностных водотоков и верхнечетвертичных отложений юго-западной и центральной частей ПГ установлены метан (C_1) и его гомологи до пентана включительно (C_2-C_5). Изменение содержаний УВГ района исследований приведено в табл. 1.

Рис. 3. Палеорекострукции тектонической и термической истории.

a, б – в одномерном варианте по скважине 1-В (*a* – амплитуда поздний мел–палеоценовой эрозии 700 м, *б* – амплитуда поздний мел–палеоценовой эрозии 1700 м); *в* – в двумерном варианте по профилю 873141 (Оборское погружение); 1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотерма пороговой температуры ГЗН. В верхней части рисунка приведен график палеоклиматического векового хода температур на земной поверхности.

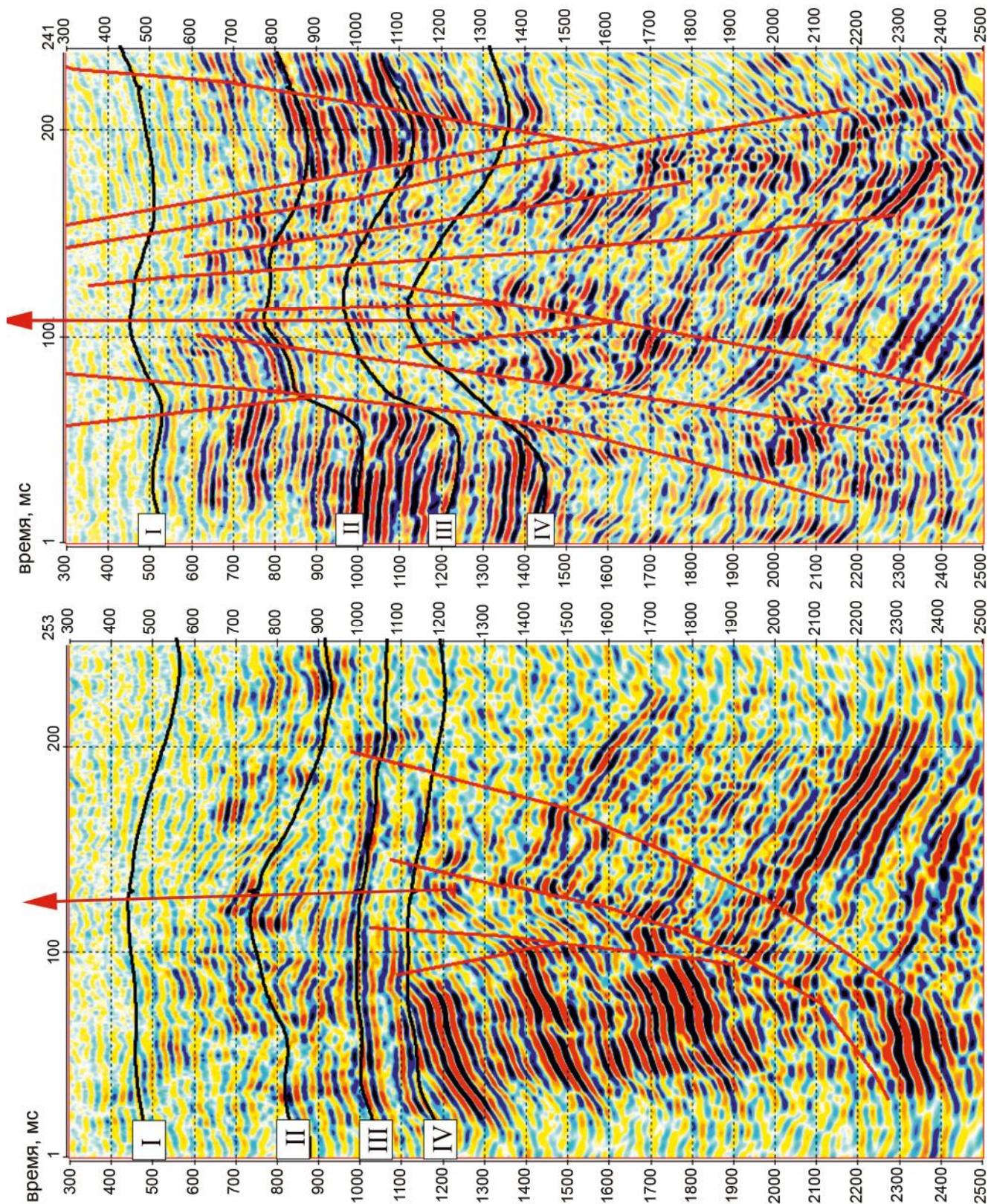


Таблица 1. Содержания растворенных, свободных и сорбированных УВГ в поверхностных водотоках и верхнечетвертичных отложениях района исследований.

Газовая фаза	Содержание УВГ, ppm (10^{-4} %)				
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅
Растворенные газы (21) *	<u>2.31–114.95</u> ** 25.66	<u>0.04–0.14</u> 0.084	<u>0–0.13</u> 0.022	<u>0–сл¹</u> сл	<u>0.0</u> 0
Свободные газы (148)	<u>0.60–19088.42</u> 59.54²	<u>0–0.54</u> 0.026	<u>0–0.18</u> 0.005	<u>0–0.10</u> 0.0013	<u>0–0.02</u> 0.0002
Сорбированные газы (27)	<u>1.82–9.49</u> 3.85	<u>0.05–4.79</u> 0.581	<u>0.02–0.64</u> 0.146	<u>0–0.30</u> 0.080	<u>0–0.20</u> 0.042

Примечание. (21) * – количество точек опробования; ** – в числителе от–до, в знаменателе – среднее значение; сл¹ – следы: концентрации на уровне порога чувствительности хроматографа. 59.54² – без «ураганной» пробы – 1.9088 % (среднее содержание с ней составляет 189.88 ppm, что в значительной мере искажает площадной характер распределения метана).

Таблица 2. Средние значения геохимических показателей растворенных и свободных УВГ поверхностных водотоков и почво-грунтов на участках развития различных газоматеринских источников.

Газоматеринский источник, генетическая группа	Весовые концентрации, г/кг УВ-фракции					Мув, г/моль	Квл, %	Кпр, у.е.
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅			
1. Современные осадки и торфяники (92/13) *	<u>997.8</u>	<u>2.1</u>	<u>0.04</u>	<u>сл**</u>	<u>0</u>	16.06	0.2	0.001
	993.8	6.1	1.1	0	0	16.09	0.7	0
2. Газовые скопления и залежи, KZ (17/5)	<u>984</u>	<u>14.7</u>	<u>0.8</u>	<u>0.1</u>	<u>0</u>	16.15	1.6	1.8
	987	11.2	2.2	сл	0	16.14	1.3	0.3
3. Бурые угли, KZ (14/2)	<u>975</u>	<u>22.0</u>	<u>2.3</u>	<u>0.3</u>	<u>0</u>	16.22	2.5	2.9
	976	19.4	3.2	0.2	0	16.22	2.4	1.2
4. Газовые скопления и залежи, MZ (12/2) ¹	<u>950</u>	<u>42.5</u>	<u>6.5</u>	<u>0.6</u>	<u>0</u>	16.42	5.0	3.9
	952	34.9	12.1	0.8	0	16.43	4.8	2.3
5. Газы магматических образований, (1/0) ¹	<u>926</u>	<u>44.1</u>	<u>27.2</u>	<u>2.7</u>	<u>0</u>	16.67	7.4	4.4
	н. д	н. д	н. д	н. д	н. д	н. д	н. д	н. д
6. Конденсатно-газовые скопления и залежи (6/0) ¹	<u>883</u>	<u>78.3</u>	<u>29.4</u>	<u>8.5</u>	<u>1.2</u>	17.07	11.9	26.3
	н. д	н. д	н. д	н. д	н. д	н. д	н. д	н. д
7. Конденсатные скопления и залежи (2/0) ¹	<u>833</u>	<u>102.3</u>	<u>41.4</u>	<u>18.4</u>	<u>5.2</u>	17.60	16.7	45.5
	н. д	н. д	н. д	н. д	н. д	н. д	н. д	н. д
8. Нефтегазовые скопления и залежи (1/0) ¹	<u>686</u>	<u>160.6</u>	<u>77.7</u>	<u>64.4</u>	<u>11.1</u>	19.45	31.4	133.1
	н. д	н. д	н. д	н. д	н. д	н. д	н. д	н. д

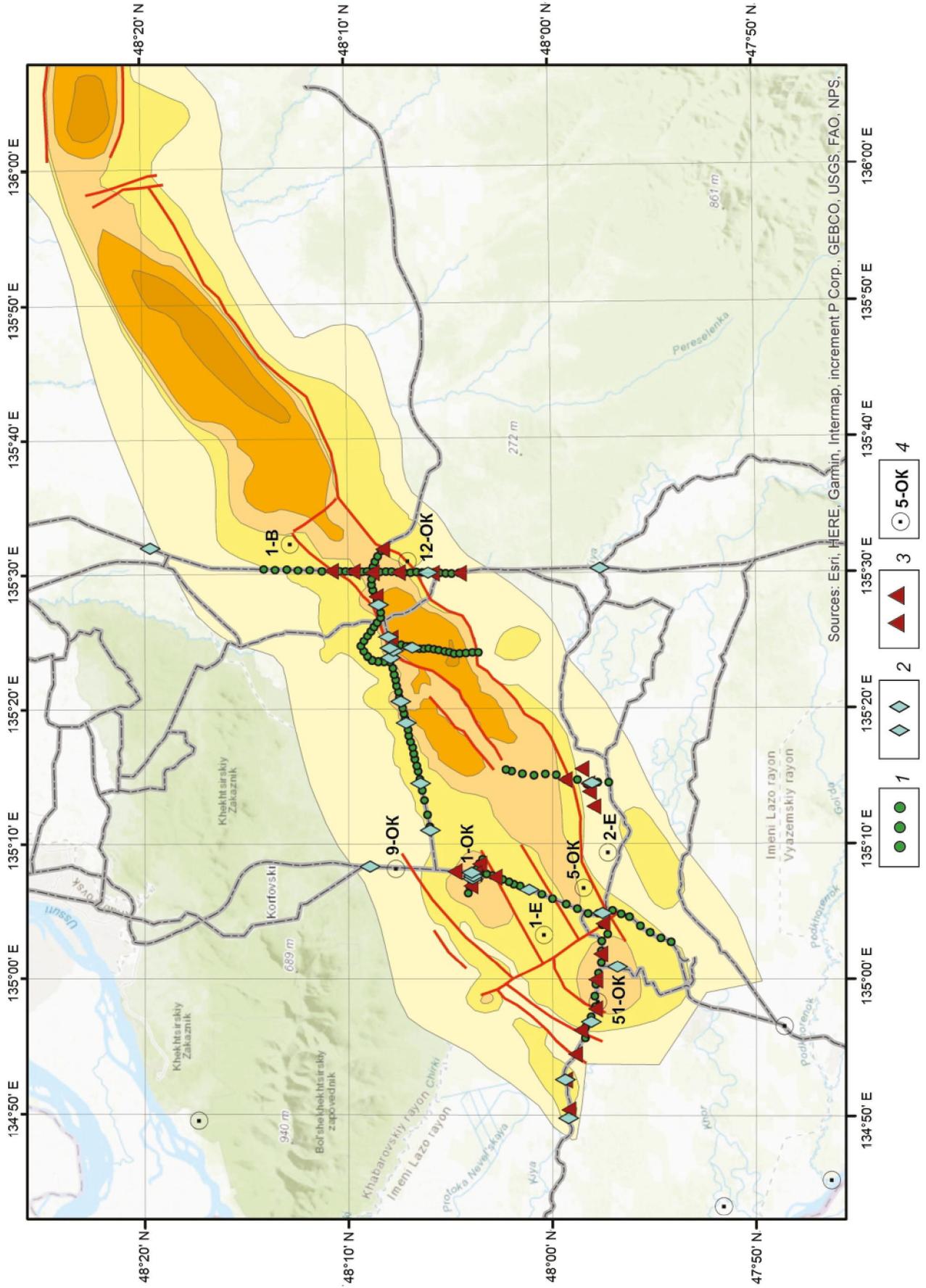
Примечание. (92/13) * – количество проб свободного/растворенного газа; сл** – «следы» – весовые концентрации углеводородов менее 0.01 г/кг УВ-фракции. Kz, Mz – кайнозойские, мезозойские (меловые) отложения; н.д. – нет данных. (12/2)¹ – предполагаемые залежи и образования. Мув – молекулярная масса УВ фракции, Квл – коэффициент влажности, Кпр – коэффициент преобразованности.

В результате расчета и сравнительного анализа полученных значений Мув, Квл и Кпр в растворенных УВГ поверхностных водотоков района исследований установлено четыре генетических типа УВ-газов; свободных УВГ верхнечетвертичных отложений – восемь, характеризующихся не только разными значениями газогеохимических показателей (табл. 2), но и содержаниями CH₄ и ΣC₂–C₅ различных материнских источников.

Исходя из данных таблицы 2, УВГ первой генетической группы современных осадков и торфяников представлены, в основной массе, метаном (994–998 г/кг УВ-фракции) с микропримесями суммы его гомологов (2–6 г/кг УВ-фракции) и средними значениями показателей Мув – 16.06–16.09 г/моль, Квл – 0.2–0.7 %, Кпр – 0–0.001 у.е., указывающими на сингенетическое и биохимическое происхождение этих газов. Для эпигенетических (миграционных) УВГ

Рис. 4. Структурное положение рекомендуемой к бурению параметрической скважины по простирацию и вкрест простираания Чиркинского (Малоситинского) поднятия (из отчета по проведению работ на Малоситинской площади Хабаровского края, 2012 г.).

I–IV – отражающие горизонты внутри кайнозойского осадочного комплекса.



кайнозойских газовых скоплений и залежей наблюдается паритетное распределение УВГ биохимического и метаморфического происхождения, на что указывают средние значения показателей Мув, Квл и Кпр, равные 16.14–16.15 г/моль, 1.3–1.6 % и 0.3–1.8 у.е. Данные две генетические группы УВГ являются основными по встречаемости в районе исследований и составляют 74 и 82 % от общего объёма опробования свободных и растворенных газов. Специфической особенностью этих групп являются существенные различия в значениях показателей Кпр растворенных и свободных газов (0–0.3 и 0.001–1.8 у.е.), указывающие на разное время их нахождения в водах поверхностных водотоков и верхнечетвертичных осадках. Необходимо отметить, что смешивание в поверхностных водотоках обогащенных растворенными УВГ первой и второй генетических групп с газами других групп, характеризующихся низкими концентрациями CH_4 и $\sum\text{C}_2\text{-C}_5$, в значительной мере затруднило выделение генетических групп УВГ угольных и меловых газовых залежей и не позволило идентифицировать УВГ других генетических групп (табл. 1, 2).

Миграционные УВГ предполагаемых магматических образований (точка 16, рис. 6) характеризуются значениями Мув, Кпр, Квл – 16.67 г/моль, 4.4 у.е., 7.4 % и магматогенным происхождением. Метаморфогенные УВГ предполагаемых конденсатно-газовых (т. 4, 42, 61, 125, 128, 131, 139), конденсатных (т. 129, 130) и нефтегазовых (т. 126) скоплений и залежей шестой–восьмой газогенетических групп представлены средними значениями Мув – 17.07, 17.60 и 19.45 г/моль, Кпр. – 26.3, 45.5 и 133.1 у.е., Квл – 11.9, 16.7 и 31.4 %.

В целом, формирование состава и концентраций растворенных и свободных УВГ района исследований подчиняется правилам аддитивности, то есть последовательного накопления газов различного генезиса с преобладанием газовой фазы и газогеохимических показателей более газонасыщенного материнского источника.

Исходя из данных опробования подземных вод в селах Сита (2 пробы) и Зоевка (2 пробы), растворенная фаза УВГ характеризуется показателями Мув (17.2 и 23.8 г/моль), Кпр (14.6 и 45.8 у.е) и Квл (13.4 и 62.7 %), характерными для газов конденсатно-газового и газонефтяного ряда. Важно отметить, что к идентификации генезиса УВГ единичных проб подземных вод на уровне их концентраций в десятых, и сотых

долях ppm нужно относиться достаточно осторожно. В настоящей работе результаты опробования растворенных УВГ подземных вод из-за вышеуказанных обстоятельств не использовались.

Нефтегазоносность

Газогеохимическая оценка нефтегазоносности новых территорий базируется в настоящее время на осадочно-миграционной теории образования и миграции нефти и газов [8] и имеющихся у исследователей геологических и геофизических данных. Согласно существующим представлениям о фильтрационно-диффузионном массопереносе и миграции газов из материнских источников по зонам тектонических нарушений в перекрывающие их отложения и приповерхностные горизонты, газогеохимические показатели УВГ являются прямыми признаками формирования в недрах УВ залежей [21].

Первые сведения о составе УВГ глубоких горизонтов Переяславского грабена были получены в результате анализов газа свободных газопроявлений из структурно-параметрических скважин. В свете настоящих исследований, состав УВГ, выделенного из скв. 12-ОК, соответствует по показателям Мув – 23.14 г/моль и Квл – 49.5 % газам нефтяных скоплений и залежей [4, 6]. Данное положение, по-видимому, относится и к скважинам 1-ОК и 51-ОК, в ядрах глубоких горизонтов которых установлены литотипы с запахом нефти и содержанием битуминозного вещества до 22.3 %, характеризующегося свойствами метанонафтеновой нефти с примесью ароматических УВ [15, 20].

В результате снеговой газогеохимической съёмки, выполненной в пределах площади перспективных участков на поиски нефти и газа Переяславского грабена, в снежном покрове установлены метан и его гомологи до гексана включительно [16]. Осуществлённая в настоящей работе интерпретация состава УВ-фракции (рис. 2) и полученных значений Мув, Кпр, Квл позволили установить присутствие в снежном покрове юго-западной и центральной частей грабена газов с газогеохимическими показателями, характерными для УВГ скоплений и залежей газового, газонефтяного и нефтяного ряда (табл. 3).

С целью заверки и оценки достоверности данных снеговой газогеохимической съёмки сотрудниками ИТиГ и ТОИ ДВО РАН в 2024 году выполнены исследования состава сорбированных УВГ ядра верхнечетвертичных отложений в интервале глубин

Рис. 5. Схема газогеохимического опробования юго-западной и центральной частей Переяславского грабена.

1 – пробы подпочвенного газа; 2 – пробы водорастворимого газа; 3 – пробы сорбированного грунтом газа; 4 – скважина и ее наименование.

Таблица 3. Средние значения газогеохимических показателей УВГ снежного покрова района исследований различных газоматеринских источников.

Местоположение, точки отбора	Весовые концентрации, г/кг УВ-фракции					Мув, г/моль	Квл, %	Кпр, у.е.
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅			
Конденсатно-газовые скопления и залежи								
Хехцирское поднятие, X1-X2	888	32.1	38.4	34.8	7.1	17.24	11.2	29.1
Кайнозойские газовые скопления и залежи Переяславского грабена								
Ситинская седловина, D4	988	11.4	1.1	0.1	0	16.14	1.2	1.1
Газонефтяные скопления и залежи								
Дубовская ступень, 34.2, 34.3	604	81.8	138.2	69.9	106.4	21.88	39.6	41.4
Ситинская ступень, север, D1, D2, D3, D5	607	71.7	149.0	104.0	68.4	22.21	39.3	50.0
Нефтяные скопления и залежи								
Хорское погружение, р-он скв. 51-ОК, М1-М4	516	168.2	133.0	100.7	82.6	23.21	48.4	127.6
Ситинское погружение, С1-С3	431	280.6	91.4	105.4	91.5	23.98	56.9	324.2
Зоевское погружение, р-он скв. 1-ОК, Z1-Z4	443	114.1	279.1	60.3	103.5	25.40	55.7	68.0

1.0–1.2 м от дневной поверхности в Ситинской ступени, Ситинском, Зоевском, Хорском погружениях, а также на перспективных прогнозных нефтегазоносных участках Киинского погружения, Георгиевской ступени и Могилевско-Владимирского вала. Результаты исследований приведены в таблице 4.

В процессе исследований в верхнечетвертичных глинах Дубовской ступени установлены УВГ с характерными для меловых газовых скоплений и залежей показателем Мув – 16.45 г/моль, Квл – 4.8 % и Кпр – 7 у.е.; в супесях Георгиевской ступени, краевых приподнятых участках Хорского и Киинского погружений – конденсатно-газовые – 17.06–17.40 г/моль, 11.2–15.8 % и 20–36 у.е.; в глинах Ситинской ступени, а также в супесях и песках Хорского погружения и Георгиевской ступени – конденсатные – 17.58–18.53 г/моль, 15.9–29.0 % и 42–92 у.е. (табл. 5, рис. 6).

Исходя из установленных значений показателей Мув – 18.94–20.25 г/моль, Квл – 30.1–35.0 % и Кпр – 81–157 у.е., УВГ глин Ситинской ступени, Ситинского, Зоевского погружений и суглинков Хорского погружения в точках опробования 4, 5, 7, 10, 12, 16 согласно [16, 17, 22] относятся к газам нефтегазовых залежей (рис. 6).

Миграционные УВГ прогнозных газонефтяных скоплений и залежей в глинах, суглинках, супесях и насыпных грунтах Дубовской ступени, Зоевского погружения и Могилевско-Владимирского вала (в точках опробования 8, 11, 12, 14, 19, 20) характеризуются значениями показателей Мув – 22.98–21.85 г/моль, Квл – 48.3–46.4 %, Кпр – 99–183 у.е. (табл. 4, рис. 6). Распределение установленных УВГ прогнозных нефтяных скоплений и залежей ограничено площадью северо-западного крыла Ситинского погружения, центральной частью Ситинской ступени и северо-

восточного крыла Зоевского погружения, где показатели значений Мув, Квл и Кпр (в точках опробования 1, 2, 6, 13) характеризуются значениями показателей 22.98–23.08 г/моль, 48.3–58.5 % и 159–296 у.е., соответственно.

СТРУКТУРНАЯ ПОЗИЦИЯ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ УЧАСТКОВ

Строение осадочного чехла структур второго порядка в пределах юго-восточной и центральной частей ПГ, в которых прогнозируются скопления и залежи УВ от конденсатного до нефтяного ряда, показано на сейсмостратиграфических разрезах (рис. 7–10). Поперечный разрез, представленный на рис. 7, пересекает Хорское погружение, Казакеевско-Зоевскую ступень, Могилевско-Владимирский вал и Киинское погружение. Наиболее перспективным по газогеохимическим показателям является Хорское погружение. Современная мощность кайнозойского чехла в нем составляет 1.8–2 км. В его пределах тремя разными методиками отбора газа доказано наличие миграционных газов. Количественные показатели подпочвенного газа (5 проб) соответствуют конденсатно-газовым, конденсатным и нефтегазовым скоплениям или залежам (рис. 6). Три пробы сорбированного из почвогрунтов газа отвечают конденсатно-газовым, конденсатным и нефтегазовым скоплениям.

По результатам снеговой съемки пробы сорбированного снегом газа соответствуют нефтяным залежам. В районе разлома, разделяющего Хорское погружение и Казакеевско-Зоевскую ступень, наблюдается антиклинальная складка (рис. 7). Редкая сеть сейсмических профилей не позволяет оконтурить ее в плане, тем не менее она представляет интерес как прогнозный локальный объект. В ее пределах в 50-е годы

Таблица 4. Газогеохимические показатели сорбированных УВГ верхнечетвертичных отложений перспективных прогнозных геоструктур района исследований.

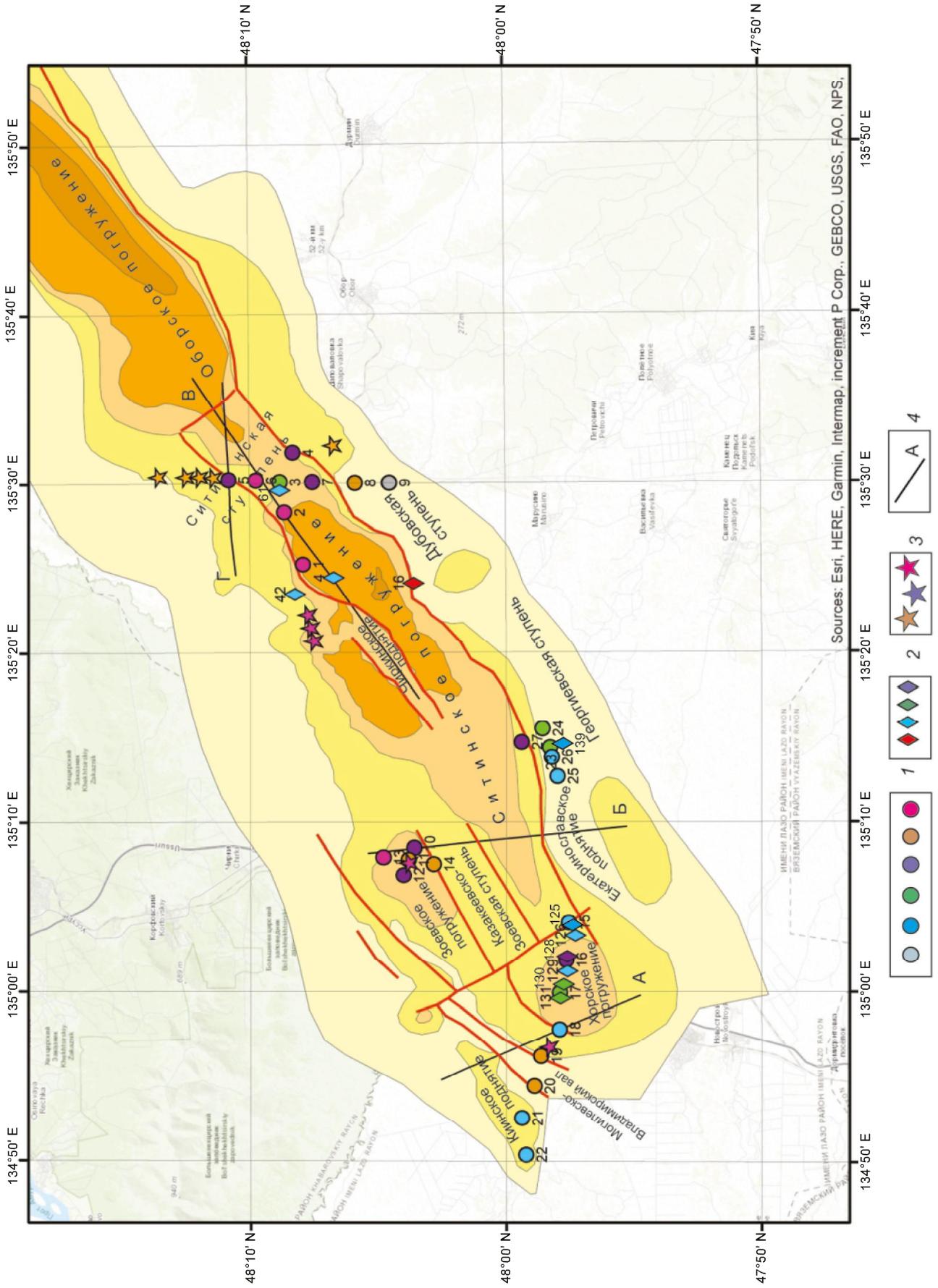
Местоположение	№ точек	Весовые концентрации, г/кг УВ-фракции					Муv, г/моль	Квл, %	Кпр, у.е.
		C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅			
Ситинская ступень	3	710	250	30	11	0	18.53	29.0	92
	4	716	124	72	73	15	19.17	28.4	125
	5	699	206	55	33	12	18.94	30.1	135
	6	496	200	101	115	88	22.98	50.4	228
	7	665	167	56	50	62	19.85	33.5	150
Дубовская ступень	8	625	168	89	66	51	20.48	37.5	12
	9	952	31	14	3	1	16.45	4.8	7
Ситинское погружение	1	517	158	117	139	69	22.80	48.3	188
	2	441	293	106	107	53	23.37	55.9	296
	27	16	94	48	91	51	19.47	28.4	178
Георгиевская ступень	23	776	112	42	39	31	18.40	22.4	104
	24	764	109	57	39	31	18.58	23.6	75
	26	874	73	34	14	5	17.21	12.6	30
	25	877	74	32	12	5	17.15	12.3	27
Зоевское погружение	10	699	143	78	44	37	19.35	30.1	81
	11	575	241	94	43	47	20.84	42.5	109
	12	650	143	84	92	32	20.25	35.0	157
	13	415	368	134	58	25	23.03	58.5	159
	14	558	184	87	86	86	21.84	44.2	183
Хорское погружение	15	888	63	32	13	4	17.08	11.2	26
	16	676	170	75	47	31	19.57	32.4	110
	17	841	82	47	24	6	17.58	15.9	42
	18	840	119	35	6	0	17.40	15.8	20
Киинское погружение	21	873	73	32	16	7	17.22	12.7	36
	22	892	56	30	15	6	17.06	10.8	28
Могилевско-Владимирский вал	19	581	202	105	52	60	21.15	42.4	99
	20	534	219	116	77	53	21.85	46.4	146

пробурена скв. 51-ОК. Литологический состав кайнозойских отложений, вскрытых скважиной, включает мощные слои глин и песчаников, а битуминологическое вещество, рассеянное в глинах, резко отличается от битума, приуроченного к угленосным пластам. В Киинском погружении в основании кайнозойского разреза выделяется локальная линзообразная структура, вероятно связанная с дельтовыми отложениями. Полученные показатели по сорбированному газу характеризуют наличие в Киинском погружении конденсатно-газовых, а в пределах Могилевско-Владимирского вала – газонефтяных скоплений или залежей (рис. 6).

В основании Казакевско-Зоевской ступени северо-восточного простирания по данным аэромагнитной съемки прогнозируются интрузивные образования умеренно кислого–среднего состава. В пробуренной в пределах этой ступени скважине 1-Е в основании кайнозойского чехла в 300-метровом интервале вскрыты базальты и андезибазальты апт-альбского возраста. Наблюдается переслаивание сильно трещи-

новатых и слабоизмененных базальтов. Предполагаются локальные магматические тела и в основании Могилевско-Владимирского вала. На большой территории, включающей Хорское погружение и окружающие его поднятия, по тем же данным прогнозируются покровы неоген-четвертичных базальтов. Они вскрыты скважинами 51-ОК и 1-Е на глубинах 30–50 м. Наличие эффузивных образований в кайнозойском осадочном чехле может играть положительную роль, увеличивая температуру, а следовательно диагенез окружающих осадочных пород. Они также могут служить покрывками для залежей УВ.

Строение Екатеринославского поднятия, Ситинского погружения в его западном замыкании, Казакевско-Зоевской ступени и Зоевского погружения продемонстрировано на субмеридиональном профиле (рис. 8). Наиболее перспективно Зоевское погружение, в котором при бурении скважины 1-ОК с глубины 1080 м был поднят керн, пропитанный нефтью. В районе этой скважины, вероятно, расположена антиклинальная складка, представляющая интерес как



Sources: Esri, HERE, Garmin, Intermap, increment P Corp., GEBCO, USGS, FAO, NPS,

Таблица 5. Средние значения геохимических показателей сорбированных УВГ верхнечетвертичных отложений прогнозных нефтегазоперспективных участков юго-западной и центральной частей Переяславского грабена.

Местоположение, точки отбора	Весовые концентрации, г/кг УВ-фракции					Мув, г/моль	Квл, %	Кпр, у.е.
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅			
Меловые газовые скопления и залежи								
Дубовская ступень, 9	952	31	14	3	1	16.45	4.8	7
Конденсатно-газовые скопления и залежи								
Георгиевская ступень; 25, 26	875	73	33	13	5	17.18	12.5	29
Хорское погружение (запад), 18	840	119	35	6	0	17.40	15.8	20
Хорское погружение (восток), 15	888	63	32	13	4	17.08	11.2	26
Киинское погружение; 21, 22	882	64	31	16	6	17.14	11.8	33
<i>Среднее значение</i>	874	76	33	13	4	17.19	12.6	30
Конденсатные скопления и залежи								
Ситинская ступень, 3	710	250	30	11	0	18.53	29.0	92
Георгиевская ступень; 23, 24	770	111	49	39	31	18.49	23.0	90
Хорское погружение; 17	841	82	47	24	6	17.58	15.9	42
<i>Среднее значение</i>	773	138	44	25	17	18.27	22.7	78
Нефтегазовые скопления и залежи								
Ситинская ступень; 4, 5, 7	694	166	59	52	30	19.32	30.6	137
Ситинское погружение, 27	716	94	48	91	51	19.47	28.4	178
Зоевское погружение; 10, 12	674	143	81	68	34	19.80	32.6	119
Хорское погружение, 16	676	170	75	47	31	19.57	32.4	110
<i>Среднее значение</i>	691	146	65	64	35	19.50	30.9	138
Газонефтяные скопления и залежи								
Дубовская ступень; 8	625	168	89	66	51	20.48	37.5	125
Зоевское погружение; 11, 12, 14	560	243	87	64	46	21.20	44.0	152
Могилевско-Владимирский вал; 19, 20	558	210	111	65	57	21.50	44.2	123
<i>Среднее значение</i>	587	193	96	69	55	21.07	41.3	139
Нефтяные скопления и залежи								
Ситинская ступень, 6	496	200	101	115	88	22.98	50.4	228
Ситинское погружение; 1, 2	479	226	112	123	61	23.08	52.1	242
Зоевское погружение, 13	415	368	134	58	25	23.03	58.5	159
<i>Среднее значение</i>	467	255	114	105	59	23.04	53.3	218

локальный перспективный объект. Газогеохимическое опробование показало, что пробы сорбированного снегом газа соответствуют нефтяной залежи. Газ, сорбированный грунтами, указывает на диапазон от нефтегазовых до нефтяных скоплений или залежей.

В пределах Казакевско-Зоевской ступени пробурена скважина 1-Е, в которой в низах кайнозойского разреза (эоценовая чернореченская свита) вскрыты аргиллиты с $C_{орг}$ 3 %, а в олигоценовой бирюфельдской свите слои аргиллитов имеют $C_{орг}$ 2 %. Интересным локальным объектом может быть антиклинальная структура в районе разлома 4, разделяющего

Казакевско-Зоевскую ступень и Ситинское погружение (рис. 8). Отбора сорбированных проб газа здесь не проводилось, но по подпочвенному газу выявлена аномалия по метану.

В ПГ вдоль юго-восточного главного грабенообразующего сброса в местах его пересечения сейсмическими профилями фиксируется ступень, которая отделяет его от Марусино-Капитоновского горста (рис. 1). В районе с. Георгиевка эта ступень, названная нами Георгиевской, опробована газогеохимическим методом (рис. 5). По количественным показателям газа, сорбированного грунтами, предполагается нали-

Рис. 6. Схема расположения газогеохимических проб, количественные показатели которых указывают на прогнозные скопления или залежи юго-западной и центральной частей Переяславского грабена.

1 – местоположение проб, сорбированных грунтами; 2 – локация проб подпочвенной съемки; 3 – пробы снега; 4 – положение линий сейсмостратиграфических разрезов. Цветовая раскраска по газогеохимическим показателям прогнозных скоплений (залежей): серый – газовых, голубой – конденсатно-газовых, зеленый – конденсатных, фиолетовый – нефтегазовых, коричневый – газонефтяных, розовый – нефтяных.

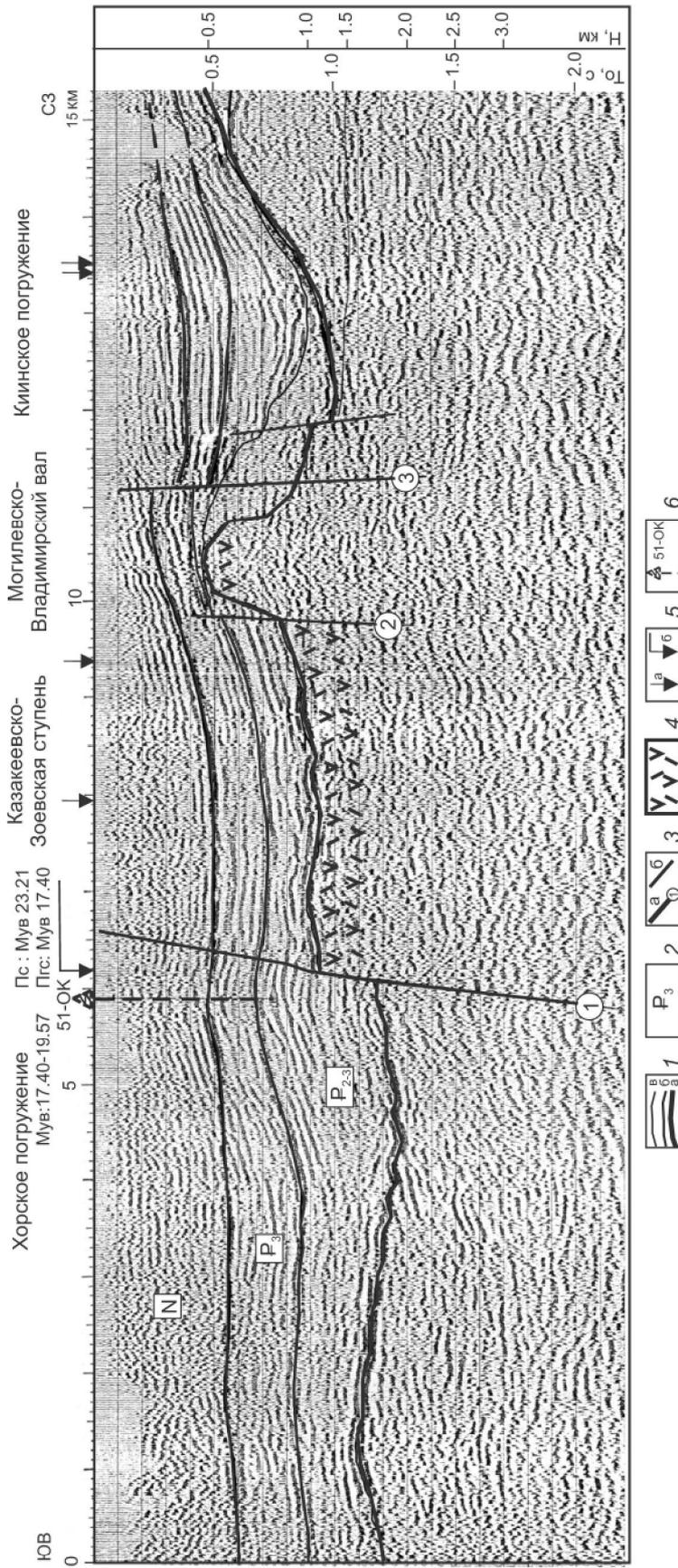
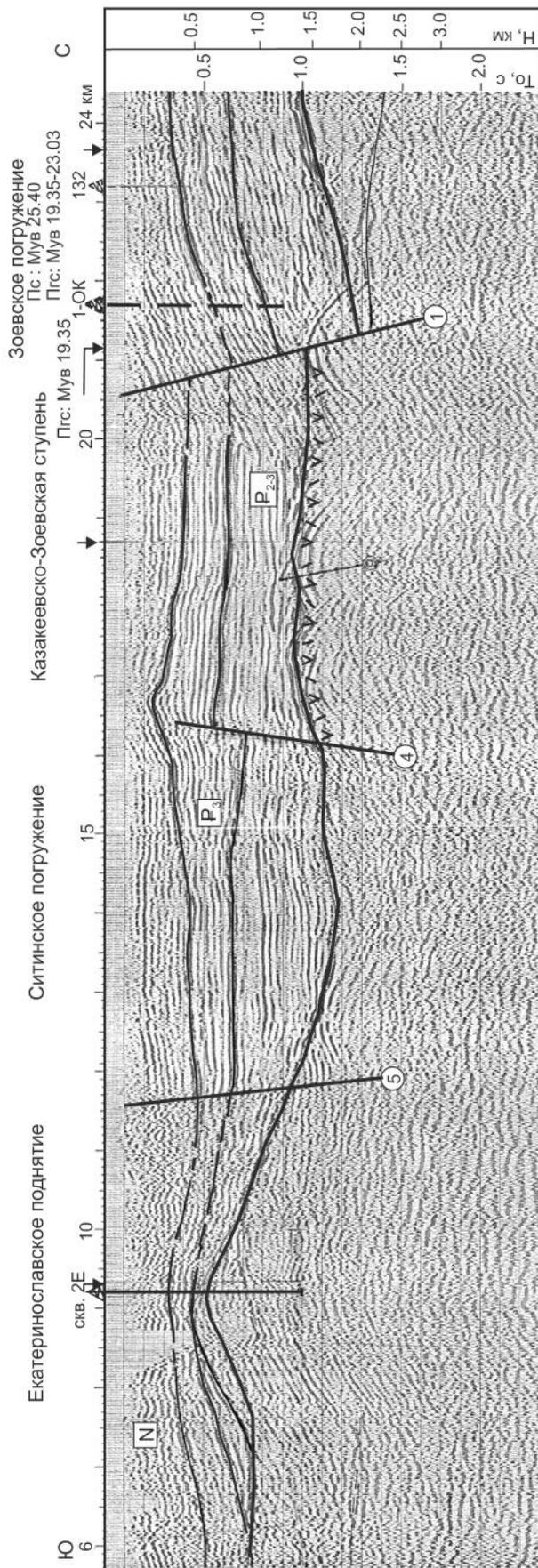


Рис. 7. Строение кайнозойского осадочного чехла юго-западной части Переяславского грабена на примере поперечного временного сейсмического разреза (по материалам сейсморазведочных работ Дальневосточной геофизической экспедиции, 1988 г., с дополнениями и изменениями авторов). Локация линии разреза (А) показана на рис. 1, 6.

1 – отражающие горизонты; а – от подошвы кайнозойского чехла, б – увязанные с границами стратиграфических комплексов (свит), в – прочие границы; 2 – возраст осадочных комплексов; 3 – разломы основные и их номер (а) и второстепенные (б); 4 – интрузивные образования умеренно кислого и среднего состава (по данным аэромагнитной съемки); 5 – точки пересечения сейсмических профилей (а), точки отбора газогеохимических проб (б); Пгсв – свободного, Пгс – сорбированного газа из почво-грунтов, Пс – сорбированного снеговым покровом; б – проекции скважин на линию разреза. Т₀, с – временная шкала в секундах, Н, км – глубинная шкала в км, Мув – молекулярная масса УВ фракции.



чие конденсатных и конденсатно-газовых скоплений или залежей (рис. 6).

В центральной части ПГ газогеохимическим опробованием изучены Ситинское погружение (СП), Ситинская и Дубовская ступени (рис. 1, 5, 6). Строение первых двух структур показано на продольном сейсмическом профиле (рис. 9).

Ситинское погружение (характеризуется северо-восточным простиранием и является самой крупной отрицательной структурой ПГ. В центральной своей части оно разделяется параллельно простиранию Чиркинским поднятием. Чиркинское поднятие является одним из первоочередных перспективных объектов для локализации УВ залежей. Оно было изучено сейсморазведкой 3D, рекомендовано бурение параметрической скважины (рис. 4). В связи с его труднодоступностью в первый год полевых газогеохимических работ Чиркинское поднятие не изучалось.

Отбор подпочвенного газа проводился по субмеридиональному маршруту в центральной части СП (рис. 5). Некоторые пробы содержат аномальные значения по метану и этилену, газоматеринским источником которых являются современные осадки и торфяники. В северной части, на пересечении газогеохимического маршрута с представленным сейсмостратиграфическим разрезом (рис. 9), проба № 4 показала конденсатно-газовый материнский источник. Пробы сорбированного газа из грунтов и снега в северо-восточной части СП указывают на нефтяные источники УВГ (рис. 6). Структурная позиция показана на примере пробы, расположенной на сейсмостратиграфическом разрезе (проба 2, рис. 9).

По результатам газогеохимического опробования перспективным объектом является также Ситинская ступень, разделяющая Ситинское и Оборское погружения (рис. 10).

Ситинская ступень представляет собой поднятие, узкое в центральной части и расширяющееся к северо-западу и юго-востоку (рис. 1, 5, 6). В северо-западной части она охарактеризована пробами газа, сорбированного снегом и грунтом (рис. 6), которые указывают на газонефтяные – нефтегазовые скопления или залежи. Структурная позиция пробы № 5 заслуживает внимания, так как она попадает на под-

Рис. 8. Субмеридиональный временной сейсмический разрез юго-западной части Переяславского грабена (по материалам сейсморазведочных работ Дальневосточной геофизической экспедиции, 1988 г., с дополнениями и изменениями авторов).

Условные обозначения на рис. 7. Локация линии разреза (Б) показана на рис. 1, 6.

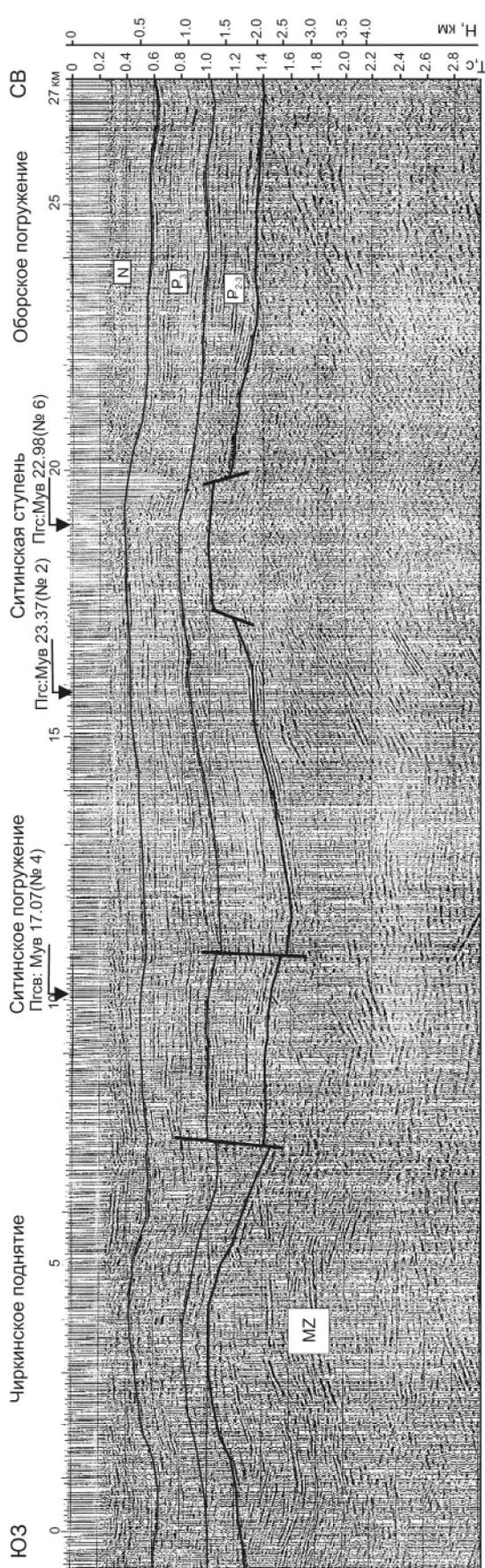


Рис. 9. Структура центральной части Переяславского грабена на примере продольного сейсмического разреза (из отчета «Переработка и переинтерпретация сейсмических данных по Ситинскому погружению Переяславского грабена», 2002 год). Условные обозначения см. рис. 7. Локация линии разреза (В) показана на рис. 1, 6.

нятие, ограниченное разломом (рис. 10). В основании кайнозойского чехла фиксируется угловое несогласие кайнозойского и мезозойского осадочных комплексов, что интересно с точки зрения возможной перспективности мезозойских отложений. В узкой центральной части 2 пробы (газа свободного и сорбированного грунтом) указывают на конденсатно-газовые и конденсатные скопления (рис. 6), а проба № 6 сорбированного газа свидетельствует о наличии нефтяных скоплений или залежи (рис. 9). В юго-восточной части Ситинской седловины по двум пробам сорбированного газа прогнозируются нефтегазовые скопления, в расположенной южнее Дубовской ступени по снеговым пробам и сорбированному газу из грунтов – газонефтяные и газовые скопления.

Следует отметить, что структурная ситуация, при которой наблюдаются восходящие осадочные слои, ограниченные разломом, является очень перспективной (рис. 10). В подобных структурах в газоносном грабене Тяньюань, расположенном на продолжении Западной тектонической зоны СОБ, вскрыты газоносные слои [23]. В пределах ПГ такая ситуация наблюдается и на Чиркинском поднятии (рис. 4).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Переяславский грабен Среднеамурского осадочного бассейна характеризуется сложным геологическим строением мезозойских и кайнозойских терригенных породных комплексов, в том числе угленосных, осложненных развитием пликативной и разрывной тектоники, битумозностью пород и некоторыми геологическими признаками нефтегазоносности.

Установленные содержания метана в составе свободных, сорбированных и растворенных газов верхнечетвертичных отложений и поверхностных водотоков Переяславского грабена Среднеамурского осадочного бассейна характеризуются значительной изменчивостью и варьируют в пределах 0.6–19088.4, 1.8–9.5 и $2.3–115.0 \cdot 10^{-4}$ %; суммы его гомологов – 0.00–0.84, 0.29–5.71 и $0.01–0.20 \cdot 10^{-4}$ %, соответственно.

В результате расчета и интерпретации значений газогеохимических показателей установлено десять генетических групп материнских источников УВГ, в том числе биогенных сингенетических газов современных осадков, миграционных метаморфогенных газов угольных и газовых залежей, а также газов предполагаемых залежей и скоплений конденсатного и нефтяного ряда.

В процессе исследований определены перспективные объекты на поиски нефти и газа, включающие Хорское, Зоевское и Ситинское погружения, Ситинскую, Георгиевскую и Дубовскую ступени, среди ко-

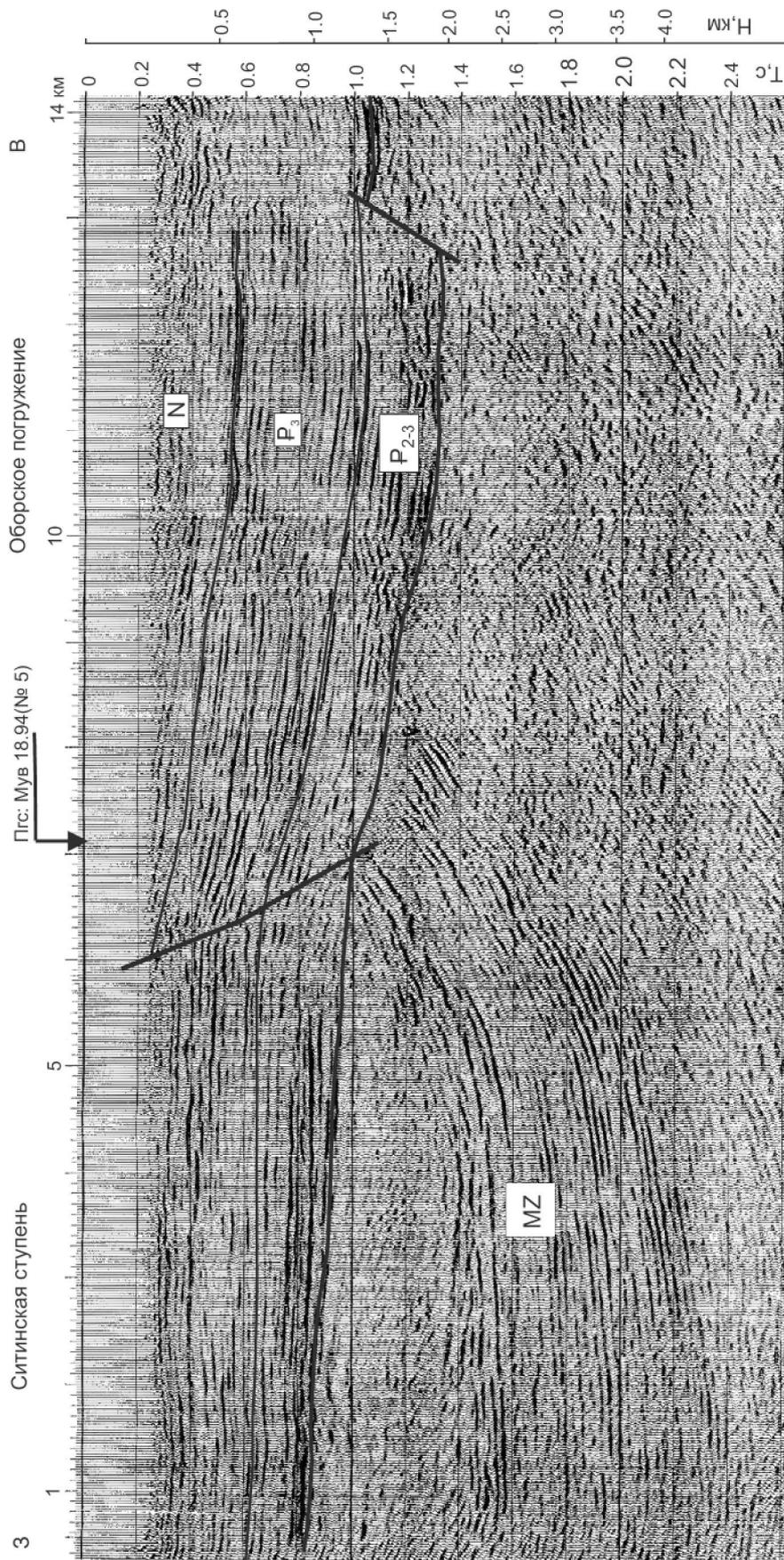


Рис. 10. Строение северной части Ситинской ступени и Оборского погружения на примере субширотного сейсмического профиля (из отчета «Переработка и переинтерпретация сейсмических данных по Ситинскому погружению Переяславского грабена», 2002 год).
Условные обозначения см. рис. 7. Локация линии разреза (В) показана на рис. 1, 6.

торых наибольший интерес представляют Зоевское погружение и Ситинская ступень.

Установленная структурно-тектоническая позиция перспективных участков указывает на приуроченность их к склонам, антиклинальным складкам, поднятиям и приразломным зонам кайнозойского чехла. Интересными объектами представляется и области несогласия слоистой толщи мезозоя с эоцен-миоценовой толщей перекрывающих осадков.

Приведенные результаты интерпретации полученных фактических материалов являются предварительными. В дальнейшем предстоит более детальный анализ всей имеющейся информации, в том числе в методическом и сопоставительном аспектах.

ИСТОЧНИКИ ФИНАНСИРОВАНИЯ

Исследования выполнены за счёт гранта Российского научного фонда совместно с Хабаровским краем № 24-27-20053 «Исследования геотектонических условий формирования и распределения углеводородных газов в Среднеамурском осадочном бассейне (Дальний Восток России) с целью уточнения его нефтегазозносного потенциала».

БЛАГОДАРНОСТИ

Авторы благодарят рецензентов за внимательное отношение к рукописи и сделанные конструктивные замечания.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Варнавский В.Г. Палеогеновые и неогеновые отложения Средне-Амурской впадины. М.: Наука, 1971. 183 с.
- Велев В.Х. Молекулярная масса углеводородной фракции и весовое распределение компонентов C1–C5 в природных газах разных генетических типов // Органическая геохимия нефтей, газов и органического вещества докембрия. М.: Наука, 1981. С. 22–28.
- ГОСТ 31371.3-2009. Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. М.: Стандартинформ, 2009. 16 с.
- Гресов А.И. Геохимическая классификация углеводородных газов углеводородных бассейнов Востока России // Тихоокеан. геология. 2011. Т. 30, № 2. С. 87–103.
- Гресов А.И., Яцук А.В., Обжиров А.И., Развозжаева Е.П., Кириллова Г.Л. Газогеохимическая оценка перспектив нефтегазозноности Бирофельдского грабена Среднеамурского осадочного бассейна (Дальний Восток) // Тихоокеан. геология. 2012. Т. 31, № 2. С. 106–117.
- Гресов А.И. Метаноресурсная база угольных бассейнов Дальнего Востока и перспективы её промышленного освоения. Т. 2. Углеметановые бассейны Республики Саха (Якутия) и Северо-Востока России. Владивосток: Дальнаука, 2012. 468 с.
- Гресов А.И., Яцук А.В., Обжиров А.И., Развозжаева Е.П. Газогеохимические аномалии поверхностных и подземных вод Бирофельдского грабена Среднеамурского осадочного бассейна (Дальний Восток) // Тихоокеан. геология. 2018. Т. 37, № 3. С. 68–81.
- Конторович А.Э. Осадочно-миграционная теория нефтегенеза: состояние на рубеже XX и XXI вв., пути дальнейшего развития // Геология нефти и газа. 1998. № 10. С. 8–16.
- Конторович А.Э., Конторович А.А., Тепешко В.А. и др. Критерии прогноза нефтегазозноности верхнего протерозоя и раннего кембрия Сибирской платформы // Малоизученные нефтегазозноносные регионы и комплексы России (прогноз нефтегазозноности и перспективы освоения): Материалы науч.-практ. конф. Москва, 27–29 ноября 2001 г. М.: ВНИГНИ, 2001. С. 15–17.
- Конторович А.Э., Кириллова Г.Л., Шапорина М.Н., Рязанова Т.А., Скузатов М.Ю., Беляев С.Ю., Бурштейн Л.М., Развозжаева Е.П. Геологическое строение и перспективы нефтегазозноности Среднеамурского осадочного бассейна (современная модель) Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России: Сборник материалов науч.-практ. конф. Санкт-Петербург, 17–21 июня 2013 г. ВНИГРИ–СПб., 2023. С. 107–112.
- Наливкин В.Д., Белонин М.Д., Лазарев В.С. и др. Критерии и методы количественной оценки нефтегазозноности слабоизученных крупных регионов // Сов. геология. 1976. № 1. С. 28–39.
- Нестеров И.И. Критерии прогнозов нефтегазозноности. М.: Недра, 1969. 334 с.
- Прохорова П.Н., Развозжаева Е.П., Исаев В.И. Применение одномерного палеотемпературного моделирования для оценки углеводородного потенциала меловых отложений Среднеамурского осадочного бассейна // Тихоокеан. геология. 2021. Т. 40, № 4, С. 87–98.
- Прохорова П.Н., Развозжаева Е.П., Исаев В.И. Прогнозирование нефтегазозноности кайнозойского комплекса Саньцзян-Среднеамурского осадочного бассейна на основе двумерных моделей // Тихоокеан. геология 2022. Т. 41, № 5. С. 71–81.
- Равдоникас О.В., Иванов Г.И. Природные горючие газы и нефть Приамурья // Тихоокеан. геология. 1985. № 6. С. 71–85.
- Развозжаева Е.П., Кириллова Г.Л., Рапопорт В.П. О газозноности кайнозойских грабенов Среднеамурского осадочного бассейна по результатам газогеохимической съемки снежного покрова // Наука Северо-востока России – начало века: Материалы Всерос. науч. конф., «Памяти академика К.В. Симакова: 70-летие». Магадан, 2005. С. 201–205.
- РД 05-313-99. Инструкция о порядке контроля за выделением газов на земную поверхность при ликвидации (консервации) угольных шахт. ВНИМИ, Кемерово, 1999. 78 с.
- РД 52.24.512-2012. Объемная концентрация метана в водах. Методика измерений газохроматографическим методом с использованием анализа равновесного пара. 2012. 26 с.
- Руководство по определению и прогнозу газозноности вмещающих пород при геологоразведочных работах. Ростов-на-Дону: ВНИИГРИуголь, 1985. 96 с.
- Среднеамурский осадочный бассейн: геологическое строение, геодинамика, топливно-энергетические ресурсы / Отв. ред. Г.Л. Кириллова. Владивосток: ДВО РАН, 2009. 424 с.
- Старобинец И.С., Петухов А.В., Зубайраев С.Л. и др. Осно-

- вы теории геохимических полей углеводородных скоплений. М.: Недра, 1993. 332 с.
22. Abrams M.A. Significance of hydrocarbon seepage to petroleum generation and entrapment // *Marine and Petroleum Geology*. 2005. V. 22, N 4. С. 457–477.
23. Tang Jinsheng, Yang Jianguo, Guo Qingxia, Tang Jinrong. Formation and types of natural gas reservoirs of the Tangyuan

fault depression in Yi-Shu graben // *Petroleum Exploration and Development*. V. 36 (5). October, 2009. P. 593–600.

Рекомендована к печати Г.Л. Кирилловой

после доработки 06.03.2025 г.

принята к печати 13.03.2025 г.

GEOTECTONIC ASPECTS OF HYDROCARBON GAS DISTRIBUTION AND HYDROCARBON POTENTIAL OF THE PEREYASLAVSKY GRABEN IN THE MIDDLE AMUR SEDIMENTARY BASIN

E.P. Razvozhzaeva^a, A.I. Gresov^b, A.V. Yatsuk^b, P.N. Prokhorova^a, D.A. Shvalov^b

^a*Kosygin Institute of Tectonics and Geophysics, Far East Branch, Russian Academy of Sciences, Khabarovsk, Russia;*
e-mail: rep@itig.as.khb.ru

^b*Ilychev Pacific Oceanological Institute, Far East Branch, Russian Academy of Sciences, Vladivostok, Russia;*
e-mail: gresov@poi.dvo.ru

Field studies established that methane concentrations in free, adsorbed and dissolved gas samples of the Upper Quaternary deposits and surface watercourses of the Pereyaslavsky graben of the Middle Amur sedimentary basin vary within the range of 0.6–19088.4, 1.8–9.5 and 2.3–115.0·10⁻⁴ %, with the sums of homologues of methane, respectively, being 0.00–0.84, 0.29–5.71 and 0.01–0.20·10⁻⁴ %. Calculation and interpretation of gas-geochemical indicators allowed identifying ten genetic groups of indigenous sources of hydrocarbon gases, including migrating gases of oil, gas and condensate accumulations. A comprehensive interpretation of gas-geochemical and geological-geophysical data showed that the distribution of hydrocarbon gases is jointly controlled by the main factors of gas accumulation, that is, geological structure, fold and fault tectonics, coal- and oil-bearing capacity and bituminosity of rock complexes. A geotectonic and gas-geochemical assessment of the hydrocarbon potential of the study area was carried out.

Key words: hydrocarbon gases, gas-geochemical indicators, genesis, geotectonic aspects, hydrocarbon potential, Pereyaslavsky graben, Middle Amur sedimentary basin.