

СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРНЫХ ЗВЕНЬЕВ ИТУН-ИЛАНЬСКОЙ ВЕТВИ РАЗЛОМОВ ТАН-ЛУ

Т.В. Меркулова, Г.Л. Кириллова

Институт тектоники и геофизики им. Ю.А. Косыгина ДВО РАН, г. Хабаровск

Выполнен сравнительный анализ кайнозойских грабенов системы Тан-Лу в пределах Саньцзян-Среднеамурского бассейна, расположенного на границе России и КНР. Детально рассмотрены результаты геолого-геофизических работ, параметры, контролирующие локализацию нефтегазоносных структур в грабене Танюань, где уже открыты месторождения нефти и газа. Показано, что важную роль для определения перспектив нефтегазоносности имеют трансферные (поперечные) зоны разломов и прогибы с некомпенсированным осадконакоплением, в которых возможно наличие нефтематеринских пород озерного происхождения. Проведен анализ геолого-геофизических данных менее изученных грабенов Лобэй-Бирофельдского звена на территории России с целью оценки их перспектив нефтегазоносности.

Ключевые слова: рифтогенез, трансферные разломы, нефтегазоносность.

ВВЕДЕНИЕ

Огромный эмпирический материал, собранный и обобщенный по современным (оз. Байкал, Африканские грабены) и древним (рифты Красного, Северного морей, бассейны Западно-Сибирский, Сунляо, Бохайвань) рифтогенным бассейнам мира, существенно расширил и во многом изменил существовавшие до сих пор представления о строении, истории развития, перспективах обнаружения нефти, газа, газогидратов в рифтогенных бассейнах, в частности, в малых, которые лишь в стадию пострифтового погружения покрываются общим осадочным чехлом, а в рифтовую стадию развиваются индивидуально, формируя собственные изолированные нефтяные системы. Изменился подход и к континентальным озерным отложениям, заполняющим на рифтогенной стадии малые рифтовые бассейны. Опыт китайских ученых, подтвержденный детальной сейсморазведкой и бурением, показал, что бассейны Бохайвань и Сунляо на рифтогенной стадии состояли из 30–50 изолированных рифтов-грабенов, заполненных озерными осадками с высоким содержанием органического вещества.

Открытие нефтяных и газовых месторождений в неморских отложениях позволило увеличить добычу нефтяной продукции в Китае со 120 тыс. тонн до 160 млн тонн [24].

Небольшие по площади грабены в юго-западной части Среднеамурского бассейна (СБ) счита-

лись мало перспективными на обнаружение месторождений углеводородного сырья, в связи с чем изученность этих грабенов довольно низкая. Однако недавно на территории северо-восточного Китая в грабене Танюань, который имеет продолжение в юго-западной части Среднеамурского бассейна России, открыто два промышленных месторождения газа. Грабен Танюань довольно хорошо изучен. В пределах его выполнены сейсморазведочные работы, пробурены стратиграфические и разведочные скважины. На основе выполненных работ выявлены особенности геологического строения, имеющие важное значение для образования, накопления и сохранности углеводородного сырья.

Кайнозойские грабены на границе России и Китая являются структурными элементами Илань-Итунской ветви системы глубинных разломов Тан-Лу [25, 28 и др.], являющейся, в свою очередь, частью Восточно-Азиатского рифтового пояса [4]. Для них характерны сходные черты геологического строения: грабены, в основном, односторонние (крутой юго-восточный борт и пологий – северо-западный), ориентировка грабенов преимущественно северо-восточная, выполнены они пресноводно-континентальными угленосными отложениями с прослоями вулканитов [2, 5, 11].

Все вышесказанное позволяет использовать геолого-геофизические критерии нефтегазоносности, выявленные в хорошо изученном грабене Танюань, для оценки перспектив слабо изученных грабенов западной части Среднеамурского бассейна.

ИЛАНЬ-ИТУНСКАЯ ВЕТВЬ СДВИГОВОЙ СИСТЕМЫ ТАН-ЛУ

Сдвиговая система Тан-Лу простирается более чем на 5000 км и состоит из нескольких ветвей и звеньев. Илань-Итунская ветвь прослеживается от залива Бохайвань до р. Амур и далее, и состоит из грабен северо-восточного простирания (рис. 1). Непосредственно к российской границе подходит грабен Танюань, характеристике которого и будет уделено основное внимание (рис. 2).

Стратиграфия кайнозойских и меловых толщ бассейна Саньцзян, составной частью которого и является грабен Танюань Илань-Итунской ветви разломов Тан-Лу, приведена в ряде работ [7, 11, 15]. В северо-восточном Китае палеоцен-эоценовые отложения несогласно залегают на подстилающих отложениях и распространены ограниченно в приразломных депрессиях Хэйлунцзян, Илань-Шулань и Дуньхуа-Мишань. Они представлены тремя формациями: ф. Уюнь (палеоцен) мощностью 700 м, ф. Даляньхэ и ф. Хуанхуа (палеоцен-эоцен) общей мощностью до 2000 м. Состав формаций довольно однообразный. В нижней и верхней частях преобладают пески и песчаные галечники, а в средней – пески, глины, уголь. Только в верхней части ф. Даляньхэ отмечены мощные слои глин.

Во впадине Саньцзян кайнозойский разрез начинается эоцен-раннеолигоценовой формацией Баоюаньлин, мощностью 1300 м. Как правило, в нижней части она сложена песчаными галечниками, в средней – тонкими песками, глинами, углями, нефтяными сланцами, в верхней – песками и песчаными галечниками. В отдельных палеогеновых толщах выделяются прослои вулканитов. Выше залегают миоценовая формация Фуцзинь мощностью 100–600 м. Она сложена песками, глинами с линзами угля в нижней части и песчаными галечниками в верхней части. Иногда в верхней части фиксируются покровы базальтов мощностью до 40 м [11].

В разрезах скважин грабена Танюань, которые будут приведены ниже, не дается подразделение на формации, однако состав толщ описан достаточно детально. Эоценовые отложения мощностью от 1900 до 2400 м разделены на 5 пачек, олигоценовые мощностью 200–300 м – на 6 пачек.

ГРАБЕН ТАНИУАНЬ

Грабен Танюань является структурным элементом второго порядка, находящимся в северной оконечности звена Цзя-И Илань-Итунской ветви сдвиговой системы Тан-Лу. Площадь его порядка 3320 км². Грабен был изучен сейсморазведкой (27 попе-

речных профилей через 4 км и 3 продольных профиля через 8 км), пробурены стратиграфические и разведочные скважины.

Единого мнения о тектонотипе кайнозойских бассейнов Илань-Итунской ветви Тан-Лу нет. Одни исследователи считают, что грабен Танюань образовался в результате двухфазного рифтогенеза в эоцене и миоцене [27]. Другие авторы [20], анализируя сейсмостратиграфические профили в грабене, пришли к выводу о преобладающей роли сдвигов в формировании впадины (тип pull-apart). Ими выделено три седиментационные системы, соответствующие трем стадиям развития этого бассейна. Первая стадия – начальное прогибание с некомпенсированным осадконакоплением; вторая стадия – стабильный присдвиговый бассейн с компенсированным осадконакоплением; третья стадия – сжатие при избытке осадков.

Вероятнее всего, на рассматриваемый участок системы разломов Тан-Лу распространяются закономерности, установленные в хорошо изученном бассейне Бохайвань, расположенном на южном фланге ветви Илань-Итун системы Тан-Лу. Здесь доказано, что сначала проявился рифтогенез в результате подъема мантийного диапира, а затем – сдвиговые дислокации. В процессе формирования и эволюции грабены подвергались неоднократному воздействию тектонических движений, выраженных в растяжении, сжатии, сдвиге, подъеме, в результате чего образовались сложные системы разломов [10].

В грабене Танюань выделяется две системы разломов [23]: северо-восточная и секущая ее северо-западная (рис. 2). Отмечается большая роль сдвиговых дислокаций, при которых образовались небольшие ромбовидные в плане и корытообразные в разрезе прогибы. В результате создан структурный каркас в виде четырех продольных зон и пяти поперечных блоков [23]. С востока на запад располагается восточная зона прогибов, центральная зона поднятий, западная зона прогибов и западная зона склонов. В пределах зон выделено восемь прогибов (рис. 2). Мощность осадочных отложений чехла грабена Танюань порядка 5000–6000 м, в зонах поднятий и склонов – порядка 1000 м (рис. 3). Для грабена Танюань наиболее типичны полуграбены, ограниченные с востока главным сбросом, вдоль которого сформировался щелевой грабен с максимальной мощностью осадков.

В работе [22], посвященной интерпретации данных сейсморазведки в сложных районах, для Илань-Итунской ветви системы Тан-Лу приведены различные модели группирования разломов в разрезе (рис. 4). Показано разнообразие группирования разломов,

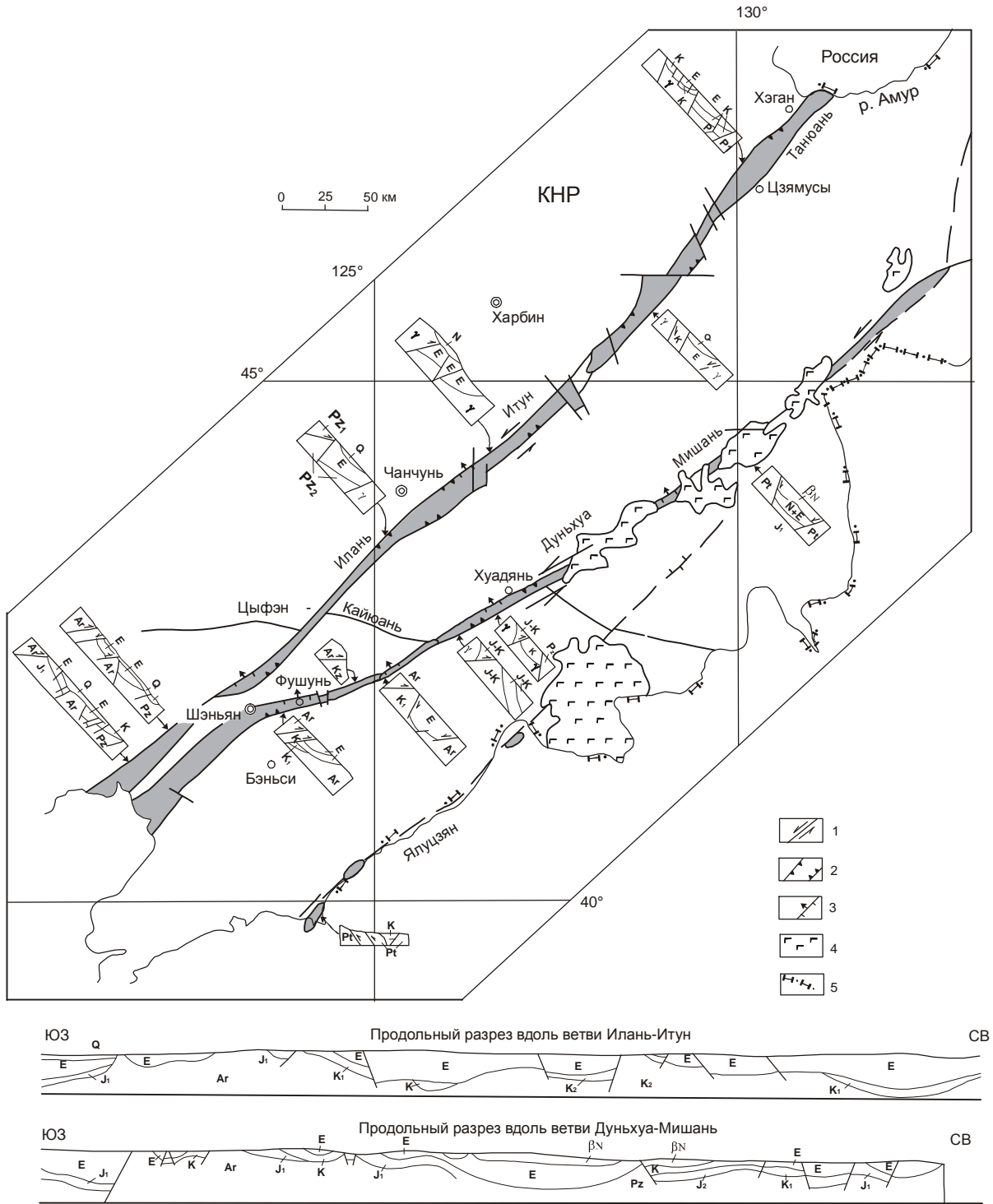


Рис. 1. Строение грабенов северных ветвей (Илань-Итун и Дуньхуа-Мишань) системы сдвигов Тан-Лу [28]. На плане: 1 – сдвиги; 2 – сбросы; 3 – обратные сбросы; 4 – неогеновые базальты; 5 – государственные границы.

образующих самые разнообразные комбинации. Подобные структуры встречаются и в грабенах Лобэй-Бирофельдского звена, что установлено по данным сейсморазведки и электроразведки [3, 15].

В результате исследований грабена Танюань выявлено, что большую роль в формировании ловушек имеют северо-западные трансферные разломы, поперечные по отношению к генеральному северо-восточному простиранию грабена и контролирующую

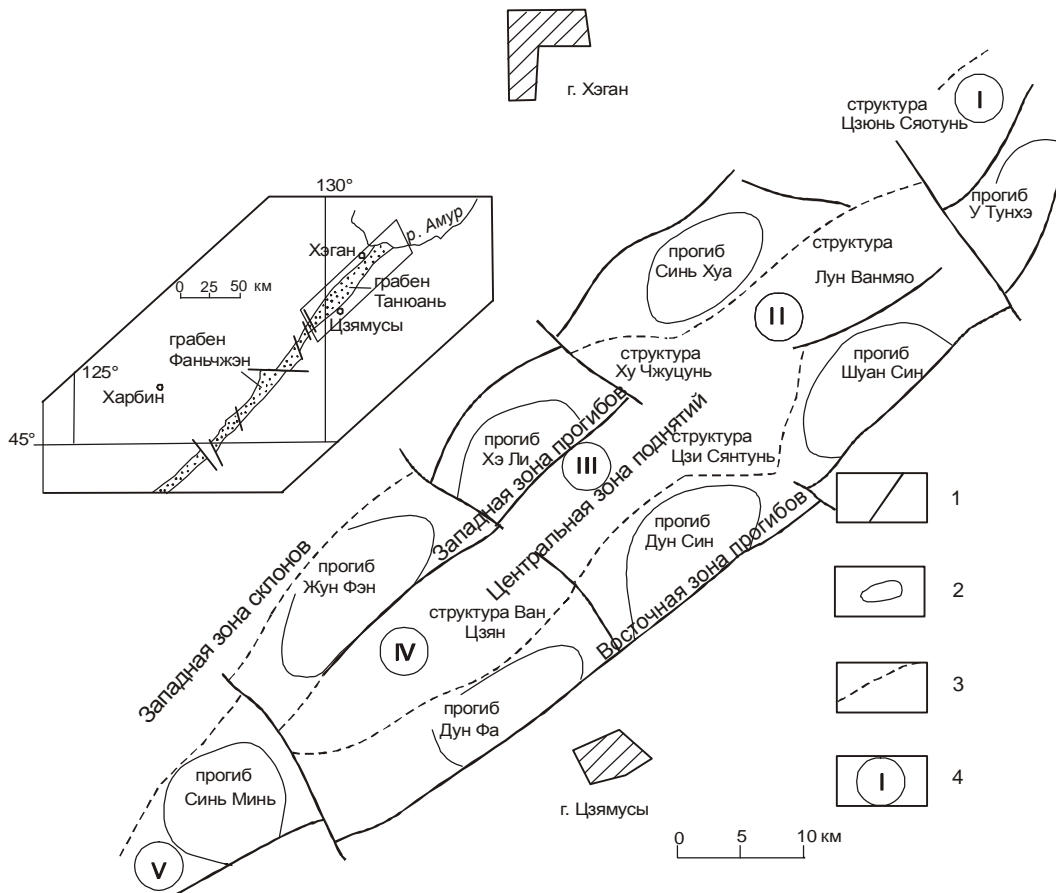


Рис. 2. Структурная схема грабена Танюань [23].

1 – разломы; 2 – прогибы второго порядка; 3 – границы прогибов и поднятий; 4 – номера блоков.

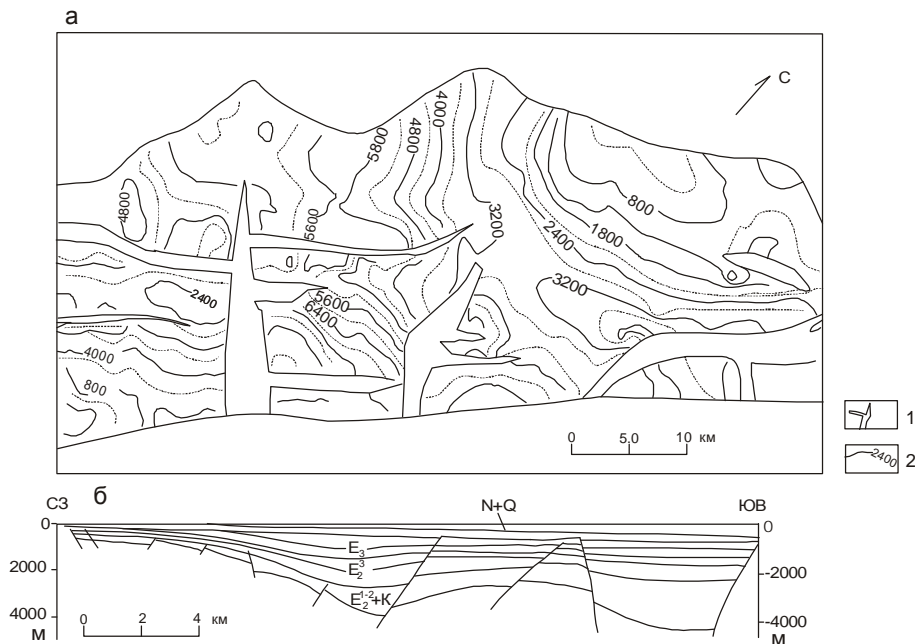


Рис. 3. Строение грабена Танюань [23].

а – изолинии мощности осадочного чехла на плане, б – поперечный разрез; 1 – разломы, 2 – изолинии мощности осадочного чехла в м.

№	Модели группировки сбросов	Объяснения	Примеры
1		При растягивающем, растягивающе-крутящем напряжениях фундамент разрывается, возникает группа граничных сбросов	Танюань, Лишу
2		При растягивающем, растягивающе-крутящем напряжениях возникают граничные разломы, при последующем сжатии или сжатии-кручении возникают вторичные встречные сбросы	Танюань, Бохайский залив
3		При растягивающем, растягивающе-крутящем напряжениях возникают граничные разломы, при последующем сжатии или сжатии-кручении возникают вторичные сбросы	Лишу, Дэхуй, Бохайский залив
4		При длительной деятельности граничных разломов возникает группа сбросов	Танюань, Лишу
5		По граничным разломам толщи подвергаются инверсии, после чего возникает группа вторичных сбросов	Лишу, Танюань, Хучжунь
6		Ранние граничные разломы и сбросы подвергаются сжатию и инверсии, возникает группа сбросов	Лишу, Танюань, Ляохэ
7		Ранние граничные разломы и их антитетические сбросы подвергаются последующему сжатию и сжатию-кручению	Танюань, Лишу, Дэхуй
8		Прямая пальмовая структура, образованная сжатием-кручением или сдвигом	Лишу, Дэхуй, Танюань
9		Обратная пальмовая структура, образованная растягиванием-кручением	Лишу, Дэхуй, Итун
10		При сжатии-кручении возникает прямая пальмовая структура, при последующем сжатии – наложенная разломная форма сброса	Танюань
11		Группа разломов на своде антиклинали, возникшая при инверсии толщ.	Лишу
12		Группа разломов, образованная синтетическими сбросами.	Лишу, Бохайский залив
13		Группа параллельных сбросов по склону на пологом склоне грабена	Лишу, Танюань
14		Группа сбросов против склона на пологом склоне грабена	Лишу, Танюань
15		Взбросо-надвиги фундамента на пологом склоне грабена	Лишу, Танюань
16		Структура "выжимания" фундамента	Лишу

Рис. 4. Распространенные модели группирования разломов в грабенах системы Тан-Лу [22].

щие изменение структурного рисунка осадочного чехла грабенов [26]. В последние годы этому типу структур, выявленных во многих рифтогенных структурах и называемых при наличии единичного разлома трансферным разломом, а при наличии нескольких разломов – трансферными зонами или зонами аккомодации, уделяется большое внимание [13, 21]. К такому типу в грабене Танюань относятся четыре разлома северо-западного направления, из них наиболее хорошо изучены два.

На рис.5 показаны разрезы осадочного чехла в северной части грабена Танюань, для которых характерен разный структурный рисунок. Для профиля 1 характерно наличие двух синхронных полуграбенов. Далее структурный рисунок изменяется, и на профиле 2 можно видеть единичный грабень с центральным поднятием. На профиле 3 структурный рисунок выражен просто единичным полуграбеном, нарушенным разломами. Между этими частями с тремя разными структурными рисунками осадочного чехла выделяются два поперечных разлома.

Скважина Цзи 1 в грабене Танюань, дающая промышленный приток газа, заложена в зоне разлома такого типа (рис. 6). Поперечный разлом контролирует распространение нефтегазоматеринских пород, а также локальные структуры, являющиеся оптимальными для образования нефтегазовых залежей. Подобная же ситуация имеет место в расположенном южнее грабене Фаньчжэн (рис. 2, врезка), где поперечный разлом контролирует самую крупную структурную ловушку. Вдоль зон поперечных разломов образуются поднятия с шлейфами озерных турбидитов, переходящих в глубоководные фации. Промышленные газовые залежи в скважине Фан 3 в грабене Фаньчжэн приурочены именно к турбидитовым пескам фации глубокого озера и контролируются поперечным разломом. В этой скважине в интервале 2850–3100 м турбидитовые пески имеют мощ-

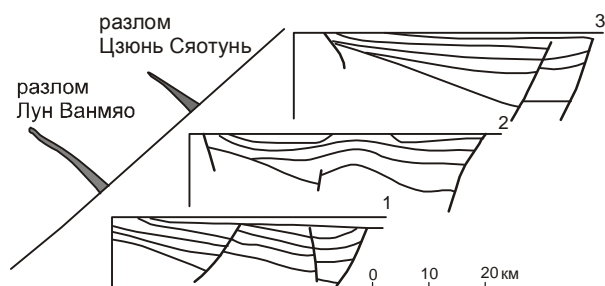


Рис. 5. Положение трансферных разломов в северной части грабена Танюань [25].

Пояснения в тексте.

ность около 250 м. В то же время зоны разломов такого типа является областью разрядки тектонического напряжения и местом, к которому мигрируют нефть и газ.

Типы прогибов в грабене Танюань

Перспектива обнаружения залежей углеводородного сырья зависит от наличия нефтематеринских пород, формирующихся в разных условиях прогибания. Исходя из разной активности разломов, разного характера движений блоков фундамента, особенностей накопления толщ в работе [23] выделены три типа прогибов – некомпенсированный (Дун Син), компенсированный (Шуан Син) и промежуточный тип (Жун Фэн) – и произведено сравнение распределения в них нефтематеринских толщ и возможных резервуаров и покрышек в этих типах (рис. 7 а, б, в).

Некомпенсированный прогиб Дун Син является наиболее перспективным на обнаружение углеводородного сырья. К западу от него находится структура Цзи Сянтунь, в которой обнаружены газовые залежи. Данные бурения выявили в этом прогибе шесть подразделений, характеризующихся разнообразными фациями (рис. 7а). В целом скорость погружения прогиба больше, чем скорость накопления осадков. Прогиб долгое время находился в некомпенсированном состоянии. Характерны отложения фаций глубокого и относительно глубокого озера. Мощность темноцветных глинистых пород в скв.2 достигает 633 м.

Структурное положение, в котором находится прогиб Шуан Син, отличается от обстановки прогиба Дун Син. Вследствие того, что в прогиб Шуан Син поступали осадки как с западного склона так и с ле-

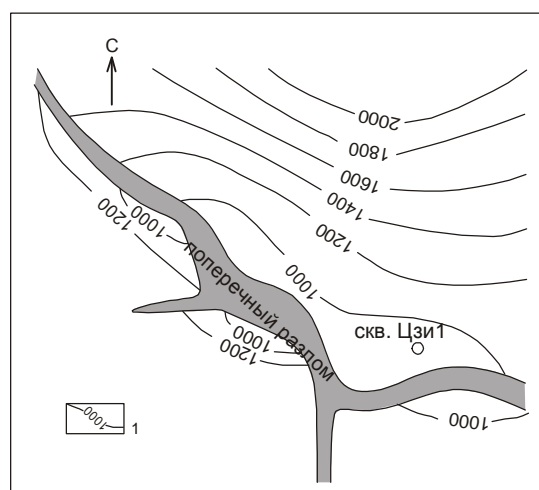


Рис. 6. Трансферный разлом в районе скважины Цзи1 [25].

1 – изолинии мощности осадочного чехла в м.

ки жачего крыла северо-восточного разлома, скорость осадконакопления была больше, чем скорость погружения бассейна. Прогиб заполнен в основном крупнообломочными отложениями, отмечаются многочисленные пласты угля (рис. 7б). Для такого прогиба не характерны тонкозернистые породы, угольные пласты многочисленны, но мощность их небольшая. Прогиб Синь Хуа также относится к этому типу. Подобные прогибы, по мнению китайских геологов, не перспективны для обнаружения месторождений нефти и газа.

Прогиб Жун Фэн находится в юго-западной части грабена Танюань, западнее центральной зоны поднятий. Из-за большой скорости седиментации в обстановке относительно глубокого озера (E_2^2) накопилась мощная пачка тонкозернистых пород. В одной из скважин мощность темноцветных глинистых пород (E_2^2) достигает 600 м (рис. 7в). Перспективы обнаружения углеводородов средние.

Закономерности распределения нефтематеринских пород, резервуаров и покрышек

В прогибе Дун Син выделены мощные толщи нефтематеринских пород, резервуары и покрышки (рис. 7а). В связи с тем, что прогиб долго находился в некомпенсированном состоянии, развиты мощные толщи нефтематеринских пород, одновременно наблюдаются следы частых трансгрессий и регрессий. Прогибы такого типа являются наиболее перспективными на обнаружение углеводородного сырья.

В прогибах компенсированного типа мощность тонкозернистых нефтематеринских пород невелика. Отсутствует полная система нефтематеринские породы–резервуар–покрышка. Например, в прогибе Шуан Син развит только один этаж нефтегазоносности (рис. 7б). Прогибы такого типа не перспективны на обнаружение месторождений углеводородов.

В прогибах смешанного типа в результате частой смены трансгрессий и регрессий образуется несколько этажей нефтегазоносности. И чем длительнее стадия некомпенсированного прогибания, тем мощнее слои темноцветных глинистых пород и выше их способность генерировать углеводороды. Например, в прогибе Жун Фэн (рис. 7в) развиты два седиментационных цикла, сформированы два этажа нефтегазоносности. Перспективы обнаружения месторождений углеводородного сырья в прогибах такого типа несколько хуже, чем в прогибах типа Дун Син, но лучше, чем в прогибах типа Шуан Син. Породы покрышки (E_2^4) представлены алевролитами, способность которых к экранирова-

нию несколько ниже, чем у пород покрышек в прогибе Дун Син, но лучше, чем в прогибе Шуан-Син. В одной из скважин в структуре Ван Цзян встречено явное нефтегазовое проявление, но не получен промышленный приток.

Таким образом, наиболее перспективными для образования углеводородного сырья являются прогибы некомпенсированного типа, которые более благоприятны для накопления мощных толщ нефтематеринских пород. Многократные циклы трансгрессии–регрессии способствуют образованию нескольких этажей нефтегазоносности.

Кайнозойские отложения грабена Танюань, как считают ряд китайских ученых, могут быть перспективны как на газ, так и на нефть, генерированную углем [12, 15]. Они делают такое заключение на основе анализа данных по содержанию $C_{\text{орг}}$, хлороформенного битумоида "А" и его компонентов, элементов керогена, отражательной способности витринита, изотопного анализа, пиролизной хроматографии, в сравнении с аналогичными бассейнами.

ЛОБЭЙ-БИРОФЕЛЬДСКОЕ ЗВЕНО ИЛАНЬ-ИТУНСКОЙ ВЕТВИ СДВИГОВОЙ СИСТЕМЫ ТАН-ЛУ

Система сдвигов Тан-Лу прослеживается и на территорию России. Китайские исследователи [25, 28] неоднократно отмечали, что система Тан-Лу имеет структуру "рыбьей кости", т.е. имеет многочисленные ответвления. Подобную же структуру она имеет и на территории России (рис. 8). Одна ветвь имеет северо-восточное простирание, совпадающее с направлением Курской системы, и представлена двумя грабенами (Бирофельдский, Преображенский). Другая ветвь, Куканская [6], имеет ССВ простирание и состоит из кулисообразно сочленяющихся грабенов (Лобэйский, Самарский, Дитурский) и разделяющих их поднятий. Особняком стоит Башмакский грабен субширотного простирания, принадлежащий Бикинской системе разломов (рис. 8). Грабены выполнены кайнозойскими, а возможно и мезозойскими континентальными отложениями. Стратиграфия кайнозойских отложений подробно изложена в работах [3, 5, 11, 15, 17]. Ниже приведена краткая геолого-геофизическая характеристика наиболее крупных грабенов Лобэй-Бирофельдского звена.

Краткая характеристика грабенов

Бирофельдский грабен. Грабен – односторонний, с крутым юго-восточным и пологим северо-западным бортом. На юго-востоке он ограничен одним из разломов Курской системы разломов северо-восточного простирания. Грабен также рассечен систе-

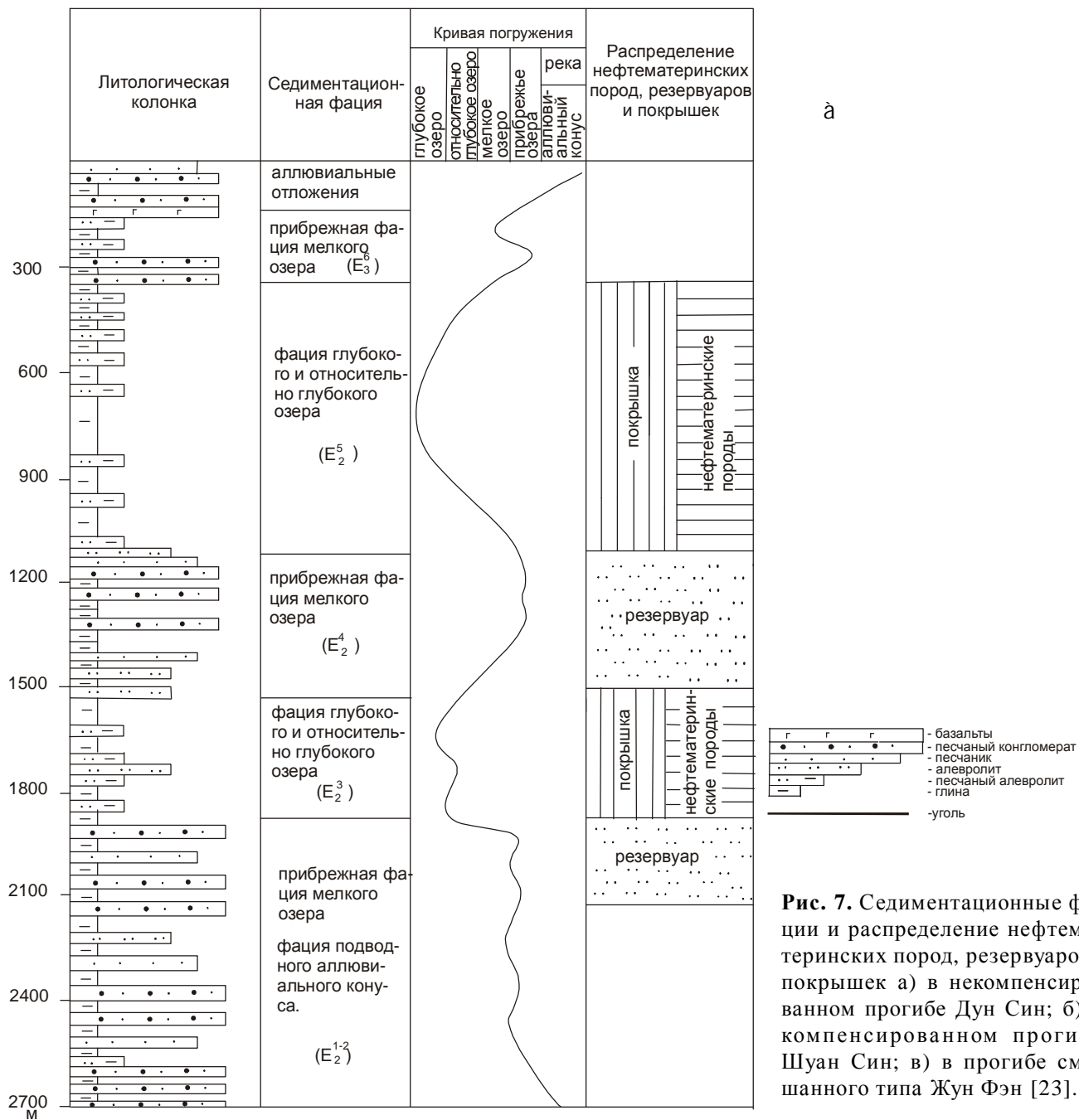


Рис. 7. Седиментационные фации и распределение нефтематеринских пород, резервуаров, покрышек а) в некомпенсированном прогибе Дун Син; б) в компенсированном прогибе Шуан Син; в) в прогибе смешанного типа Жун Фэн [23].

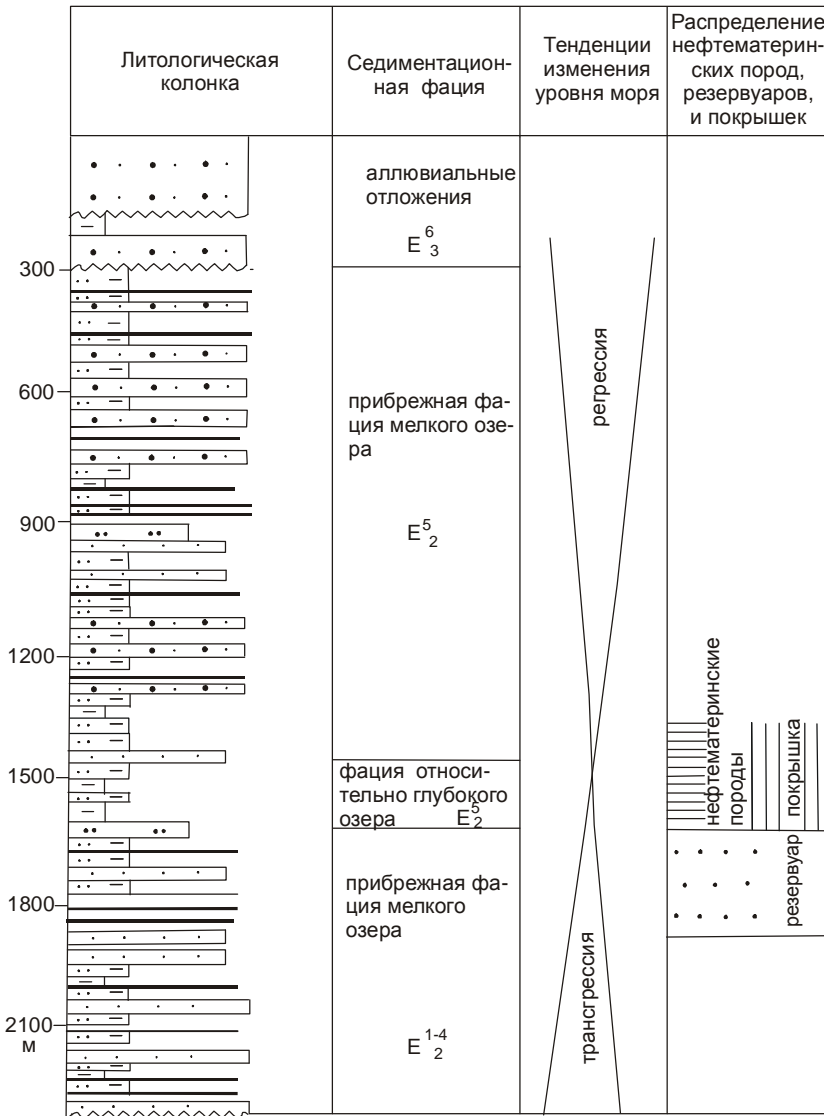
мой коротких поперечных разломов северо-западного и субширотного простирания. Длина грабена 70 км, ширина – 12–15 км, площадь грабена – порядка 900 км². Грабен выполнен кайнозойскими озерно-аллювиальными отложениями. Возможно наличие в наиболее погруженных частях грабена меловых осадочных и осадочно-вулканогенных образований.

Бирофельдский грабен изучен лучше других. В его северо-восточной части разведано Ушумунское бурогольное месторождение, там же пробурена самая глубокая скважина 1/3 ОК (1379 м). В пределах грабена были выполнены гравиметрические, элект-

розраведочные, высокоточные магниторазведочные и сейсморазведочные работы методом ОГТ [8].

По результатам сейсморазведочных работ на продольном профиле в грабене выделяется три прогиба – Ушумунский, Бирский, Преображенковский, разделенных двумя поднятиями – Димитровским и Лазаревским. Димитровское поднятие имеет ширину 7.3 км, амплитуду 200–300 м. Лазаревское поднятие имеет ширину 14.7 км, амплитуду 750–1250 м (рис. 9).

На временных разрезах в пределах Бирофельдского грабена выделяются четыре основных сейсмокомплекса, слагающих осадочную часть разреза. Так



а

Рис. 7. (Продолжение).

как глубокое бурение и сейсмокаротажные исследования отсутствуют, стратиграфическая привязка сейсмокомплексов выполнена условно [8]: сейсмокомплекс I – неоген-палеогеновая толща (мощность – 250–750 м); сейсмокомплекс II – палеогеновые отложения (до 700 м); сейсмокомплекс III – нижнепалеогеновая часть разреза (450 м); сейсмокомплекс IV – верхнемеловые отложения (300 м). Иногда в пределах Бирофельдского грабена третий и четвертый сейсмокомплексы объединены в единый комплекс, тогда их суммарная мощность достигает 1100–1200 м. По мере продвижения с северо-востока на юго-запад мощность осадочных отложений IV сейсмокомплекса увеличивается и толща становится "немой" (отражающие границы отсутствуют), что связывается с вулканогенным характером отложений [8]. В низах сейсмокомплекса IV, ниже "немой" толщи появляется сейсмическая запись, которая может характеризовать

осадочные отложения. По данным ВЭЗ, на этих глубинах выделяется проводящий горизонт (9 Ом·м), что также указывает на осадочный характер отложений, вероятно, песчано-глинистого состава. Возможно, породы сейсмокомплекса IV в пределах зоны раздува мощности имеют вулканогенный состав. По данным высокоточных магниторазведочных работ западная часть Бирофельдского грабена характеризуется однородным спокойным магнитным полем, что свидетельствует об идентичности петромагнитных свойств пород фундамента и осадочного заполнения, а также об отсутствии проявлений сильно магнитных вулканитов (рис. 9).

В целом внутри контура Бирофельдского грабена магнитное поле спокойное и слабодифференцированное, однако ближе к юго-восточному борту, к востоку от р. Бол. Ушумун характер магнитного поля резко меняется – появляются интенсивные аномалии

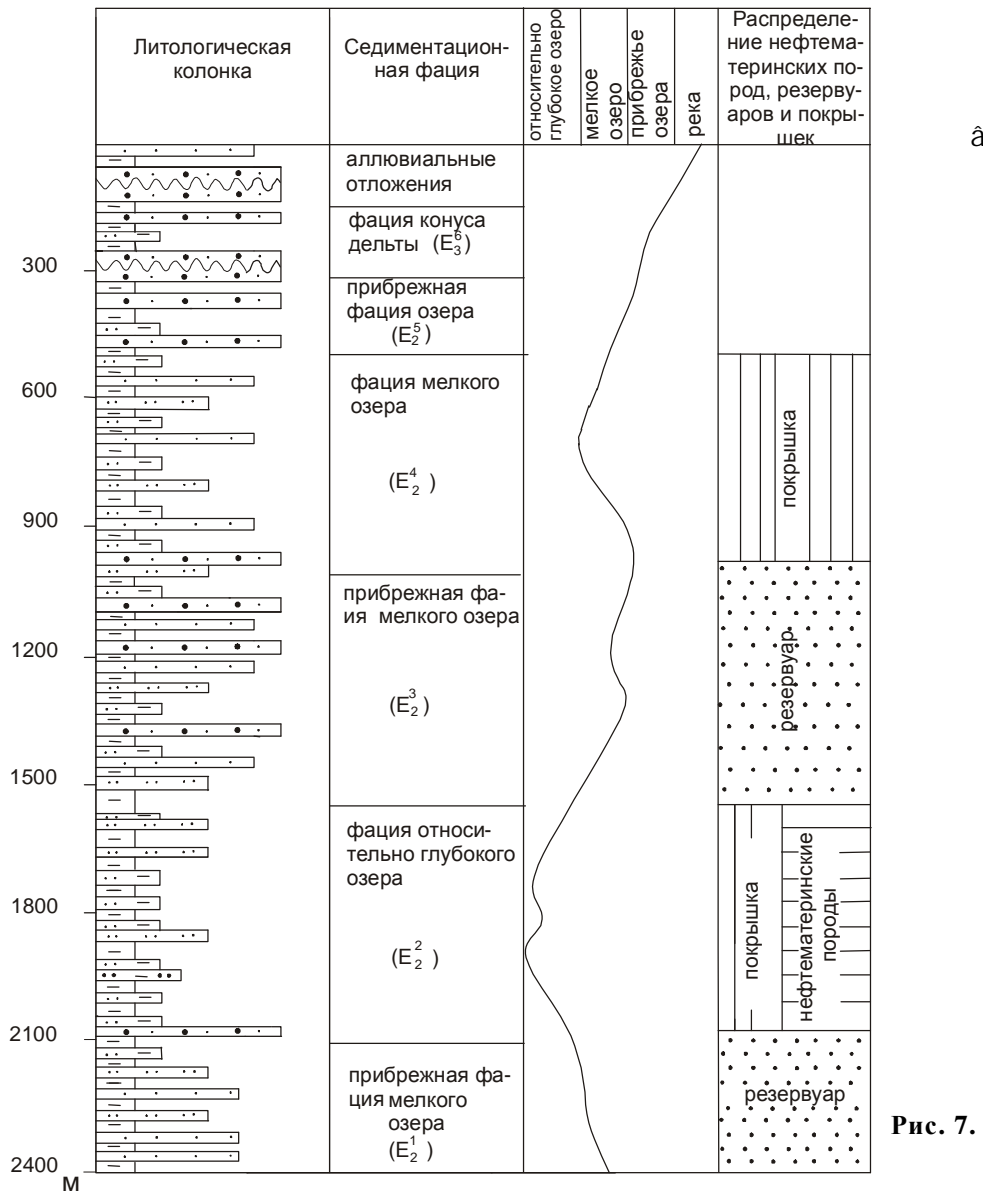


Рис. 7. (Окончание).

обоих знаков. Это объясняется наличием в разрезе осадочной толщи вулканогенных образований. Наиболее вероятное их положение – в основании разреза. По данным магниторазведочных работ, верхняя кромка на левом берегу р. Бол. Ушумун размещается на глубине более 1400 м, нижняя кромка – на глубине 2000 м. В связи с тем, что по гравиметрическим данным глубина грабена в данном месте 2,5 км, реальная глубина может быть значительно больше. Под вулканогенными образованиями могут залегать осадочные породы раннепалеогенового или поздне мелового возраста [17].

Четко выраженные продольные сбросы внутри грабена по данным магниторазведки не установлены, однако впервые выявлена довольно густая сеть поперечных разломов [17].

По сейсмическим профилям были выполнены электроразведочные работы методом ДНМЭ (дифференциально-нормированный метод электроразведки). Этот метод предназначен не только для структурных построений, но и для прямых поисков углеводородов. Результаты электроразведочных работ на качественном уровне по порядку глубин и поведению границ соответствуют результатам сейсморазведки. В пределах сейсмических профилей 1, 4, 5 [17] выделена аномалия, характерная для залежей углеводородов. В аномальной зоне отмечается увеличение коэффициента поляризуемости относительно фоновых значений, уменьшение показателя степени и времени релаксации и некоторое возрастание удельного сопротивления. Однако однозначно увязывать такого типа аномалии с за-



Рис. 8. Система грабенов Лобэй-Бирофельдского звена.

1 – выходы пород фундамента; 2 – вулканогенные образования кислого состава; 3 – вулканогенные образования основного состава; 4 – разломы, установленные по данным аэромагниторазведочных работ; 5 – разломы предполагаемые; 6 – изолинии мощности (м); 7 – глубокие (=1500 м) области грабенов; 8 – скважины и их номер: опорно-картировочные (а), углепоисковые (б).

Грабены: I – Лобэйский, II – Самарский, III – Дитурский, IV – Преображенский, V – Бирофельдский, VI – Башмакский.

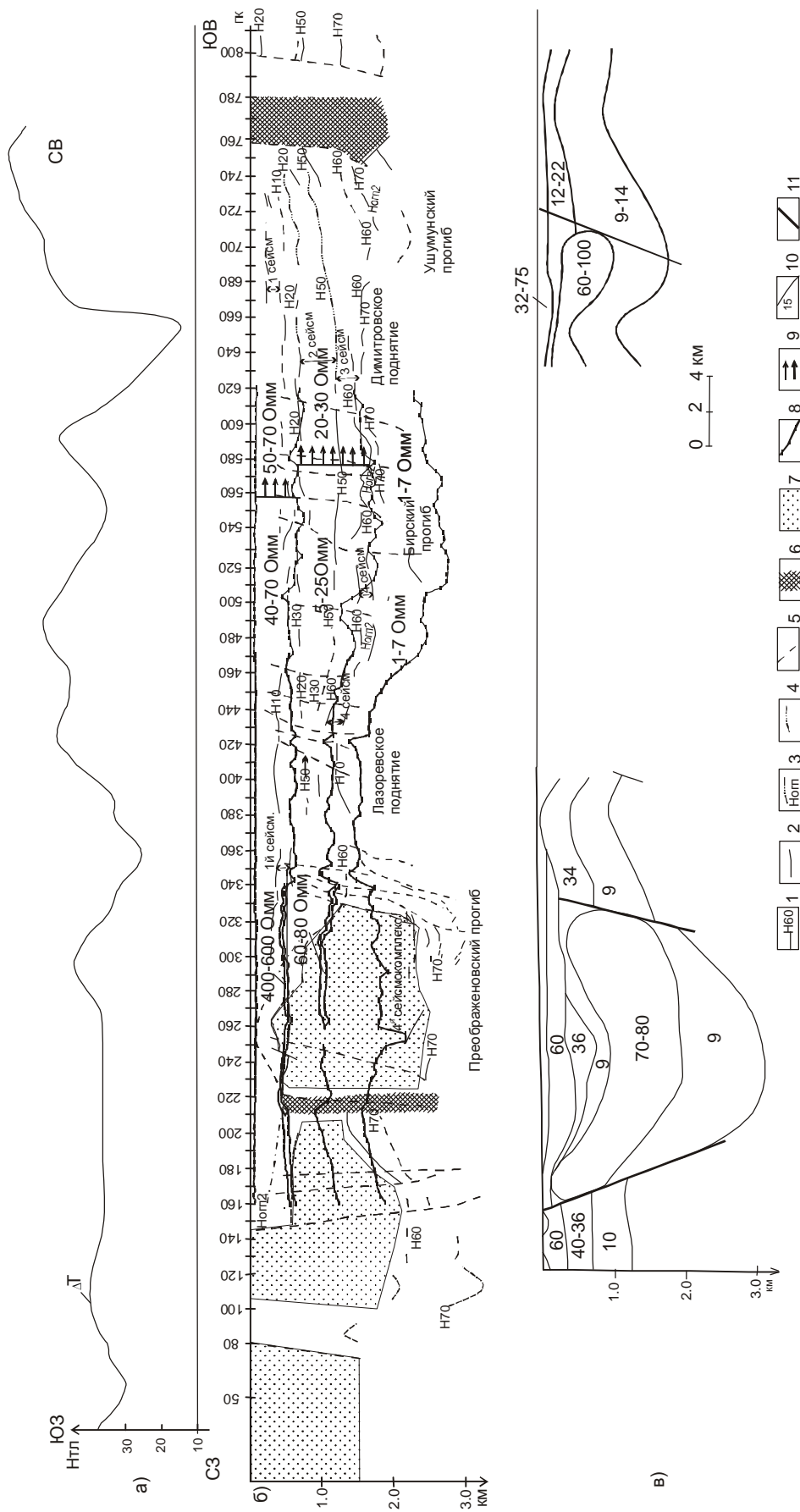


Рис. 9. Результаты геофизических работ в Бирюфельдском грабене по продольному профилю: а) высоточной магниторазведки; б) сейсмо-разведочных и электроразведочных работ методом ДНМЭ; в) электроразведочные работы методом ВЭЗ. 1 – опорные отражающие границы; 2 – промежуточные отражающие границы; 3 – преломляющие границы; 4 – участки отождествления отражающих границ; 5 – тектонические нарушения; 6 – зоны разломов; 7 – "немая толща"; 8 – геоэлектрические границы по данным ДНМЭ; 9 – зона аномалии ДНМЭ; 10 – геоэлектрические горизонты по данным ВЭЗ и значения их удельных сопротивлений (Ом-м); 11 – разломы по данным ВЭЗ.

лежами нефти и газа неправомерно, вероятнее всего, здесь фиксируется отклик видоизмененных пород, объем которых значительно превышает размеры залежи [17].

Лобэйский грабен. Грабен односторонний с крутым юго-восточным бортом и пологим северо-западным. Длина его 20 км, ширина 5–15 км, площадь – 200 км². Мощность осадочных отложений, по данным ВЭЗ, более 2000 м. Сейсморазведочные работы в грабене не проводились. Глубоких скважин нет, осадочное выполнение изучено бурением углеразведочных скважин до глубины 500 м. В верхней части разреза вскрыты песчано-галечниковые и песчано-глинистые отложения руслово-пойменного и болотно-озерного комплексов. Ниже скважинами вскрыта толща переслаивающихся плотных и пористых базальтов, мощностью 40 метров, предположительно миоценового возраста [3].

Самарский грабен. Грабен односторонний, с крутым юго-восточным бортом и пологим северо-западным. Длина грабена – более 35 км, ширина – 12–15 км, площадь – порядка 450 км². Мощность осадочного чехла более 2000 м. Грабен изучен крайне слабо.

Дитурский грабен. Грабен асимметричный, с крутым юго-восточным бортом и пологим северо-западным. Длина грабена – 40 км, ширина – 5–12 км. Площадь грабена порядка 300 км². Мощность осадочного чехла, по данным сейсморазведки и ВЭЗ, достигает 3000 м. Грабен пересечен одним сейсморазведочным профилем. В осадочном чехле выделено пять сейсмокомплексов. Стратиграфический диапазон верхних четырех сейсмокомплексов аналогичен сейсмокомплексам в Бирофельдском грабене. Сейсмокомплекс V отождествляется с отложениями мелового возраста (К?), мощность его достигает 800 м.

В магнитном поле разломы, ограничивающие Самарский, Лобэйский и Дитурский грабены четко не фиксируются. Однако в пределах грабенов выявлены многочисленные поперечные разломы.

Данные магниторазведочных работ позволяют предположить более широкое развитие вулканоогенных пород миоценового возраста в Лобэйском, Самарском и Дитурском грабенах. Глубина залегания этих магнитоактивных вулканоогенных толщ относительно небольшая и не превышает сотни метров. Наличие пород с различной ориентировкой суммарного вектора намагничивания позволяет предположить, по крайней мере, не менее двух этапов формирования эффузивной толщи. Общая площадь развития неогеновых вулканитов оценивается в 500 км² [17].

Результаты электроразведочных работ методом ВЭЗ

В западной части Среднеамурского бассейна в разные годы были выполнены электроразведочные работы методом ВЭЗ в достаточно большом объеме. Было переинтерпретировано порядка 300 точек ВЭЗ по методике, описанной в [14]. Ввиду отсутствия скважин глубокого бурения и каротажа, для определения удельного сопротивления геоэлектрических горизонтов и исключения искажений в бортовых частях грабенов производилось закрепление удельных сопротивлений горизонтов по точкам ВЭЗ, расположенным в местах, заведомо удаленных от бортов грабена, и на тех кривых ВЭЗ, где принцип эквивалентности применим в узких пределах.

Геоэлектрический разрез осадочного чехла западной части Среднеамурского бассейна довольно сложный. Отмечаются кривые ВЭЗ типов КQQN, KQN, KQNKH, KHKH с нерасчлененной правой частью (HKH). Однако для большей части бассейна характерны пятислойные кривые типа KQN. В осадочном чехле грабенов выделяется три основных геоэлектрических горизонта (без учета маломощных горизонтов в верхней части разреза): высокоомный (в разрезе типа K), относительно высокоомный (в разрезе типа Q) и низкоомный (в разрезе типа H). Низкоомный надпорный горизонт, выделенный в нижней части разреза осадочного чехла грабенов, распространен повсеместно и достаточно четко проявлен, поэтому он принят в качестве маркирующего горизонта.

Сопротивление выделенных горизонтов изменяется по площади. Наиболее низкие сопротивления отмечаются в восточной части Бирофельдского грабена, в районе скважины 1/3 ОК. Низкоомный маркирующий горизонт характеризуется удельным сопротивлением 5–10 Ом·м, относительно высокоомный горизонт имеет сопротивление порядка 22 Ом·м, высокоомный горизонт – 36 Ом·м. Наиболее высокие значения удельного сопротивления наблюдаются в Самарском, Лобэйском, Башмакском грабенах.

Из-за отсутствия глубоких скважин литологическая и стратиграфическая привязка геоэлектрических горизонтов выполнена условно. На исследованной территории пробурена лишь одна скважина – 1/3ОК (1379 м), которая позволила связать низкоомный маркирующий горизонт с удельным сопротивлением порядка 5–10 Ом·м в Бирофельдском грабене с преимущественно песчаными (достаточно обводненными) отложениями чернореченской свиты (рис. 10). Преимущественно глинисто-алевритовые отложения озерно-болотной

фации бирофельдской свиты и нижней подсвиты ушумунской свиты характеризуются удельным электрическим сопротивлением порядка 22 Ом·м (относительно высокоомный горизонт в разрезе типа Q). Отложения верхней подсвиты ушумунской свиты, представленные переслаиваниями песков, глин, алевролитов, отмечаются сопротивлением порядка 36 Ом·м (высокоомный горизонт в разрезе типа K).

Высокоомный горизонт с удельным сопротивлением 300–400 Ом·м (Самарский и Лобэйский грабены – скв. 1, скв. 5) отождествляется с песчано-галечниковыми отложениями приамурской свиты, относительно высокоомный горизонт с сопротивлением 100–170 Ом·м – с отложениями головинской свиты, представленной базальтами, песками, глинами и алевролитами. Низкоомный горизонт в этой части бассейна скважинами не вскрыт. Относительно низкие значения удельного сопротивления маркирующего горизонта позволяют предполагать преимущественно песчано-глинисто-алевритовый его состав.

Для анализа параметров выделенных геоэлектрических горизонтов (мощности, удельного электрического сопротивления, гипсометрических отметок кровли) по площади был построен комплект карт, отдельные из которых здесь приводятся (рис. 8, 11, 12).

Мощность осадочных отложений на российской территории несколько ниже, чем в грабене Танюань (рис. 8). Нужно иметь в виду, что методом ВЭЗ в данном случае определялась минимально возможная глубина залегания фундамента, и поэтому мощность осадочных отложений грабенов может быть и несколько больше. Мощность осадочного чехла в Самарском, Лобэйском и Преображенском грабенах более 2000–2100 м, Башмакском – 1500 м, Дитурском и Бирофельдском – до 3000 м.

Максимальные мощности в грабенах отмечаются вдоль разломов разной ориентировки или на пересечении нескольких разломов. Максимальная мощность осадочного чехла в Лобэйском грабене наблюдается на пересечении разломов северо-восточного, субширотного и северо-западного простирания. В Самарском грабене максимальная мощность осадочного чехла отмечается вдоль разлома северо-восточного простирания, в Дитурском грабене – вдоль субширотного разлома, в Преображенском грабене – вдоль разлома северо-западного направления. В западной части Бирофельдского грабена максимальная мощность осадочного чехла отмечается на пересечении разломов северо-восточного и субмеридионального простирания, в Башмакском грабене – вдоль разломов субмеридионального и северо-западного простирания. По смещению изолиний мощности в

Самарском грабене наблюдается правосторонний сдвиг (рис. 8).

Мощность низкоомного маркирующего горизонта максимальна в Дитурском грабене – 2000 м, в Самарском грабене она составляет 1500 м, в Бирофельдском, Преображенском, Башмакском грабене – 1000 м, Лобэйском – 500 м (рис. 11).

Удельное электрическое сопротивление низкоомного маркирующего горизонта изменяется по площади (рис. 12). Наиболее низкие сопротивления характерны для Бирофельдского грабена (менее 10 Ом·м), для Дитурского и Преображенского грабена – 15 Ом·м, для Самарского, Лобэйского – 20–30 Ом·м, Башмакского грабена – порядка 40 Ом·м. Так как одноуровневые горизонты, как правило, обводнены одинаково, а степень минерализации подземных вод мало влияет на удельное электрическое сопротивление ввиду того, что в данном районе подземные воды в основном пресные, то различия сопротивлений низкоомного горизонта связаны, вероятнее всего, с различным литологическим составом пород, выполняющих нижнюю часть грабенов. Тесная связь между удельным электрическим сопротивлением пород и их литологией позволяет выделять электроразведкой крупные литологические комплексы в разрезе осадочных отложений, что имеет важное значение в нефтяной геологии. В настоящее время электроразведка применяется в нефтяной геологии как на этапах первичной оценки перспективности площадей на обнаружение месторождений нефти и газа, так и для непосредственного обнаружения залежей [9].

Поведение геоэлектрических горизонтов в вертикальном разрезе демонстрируется на системе взаимоувязанных разрезов, пересекающих Самарский, Лобэйский, Дитурский и Преображенский грабены (рис. 13). Сопротивление выделенного в нижней части разреза маркирующего горизонта изменяется от 10–15 Ом·м в Дитурском и Преображенском грабене до 22–42 Ом·м в Самарском грабене. Вышележащий относительно высокоомный горизонт характеризуется достаточно выдержанным уровнем удельного электрического сопротивления – 100–170 Ом·м. Удельное электрическое сопротивление высокоомного горизонта изменяется от 170–200 Ом·м в Дитурском грабене до 270–360 Ом·м в Лобэйском и Самарском грабенах (профиль I). На профиле II в Лобэйском грабене выявлены высокоомные отложения (300 Ом·м) внутри низкоомного горизонта. Эти данные позволяют в первом приближении оценить литологический состав разреза осадочного чехла.

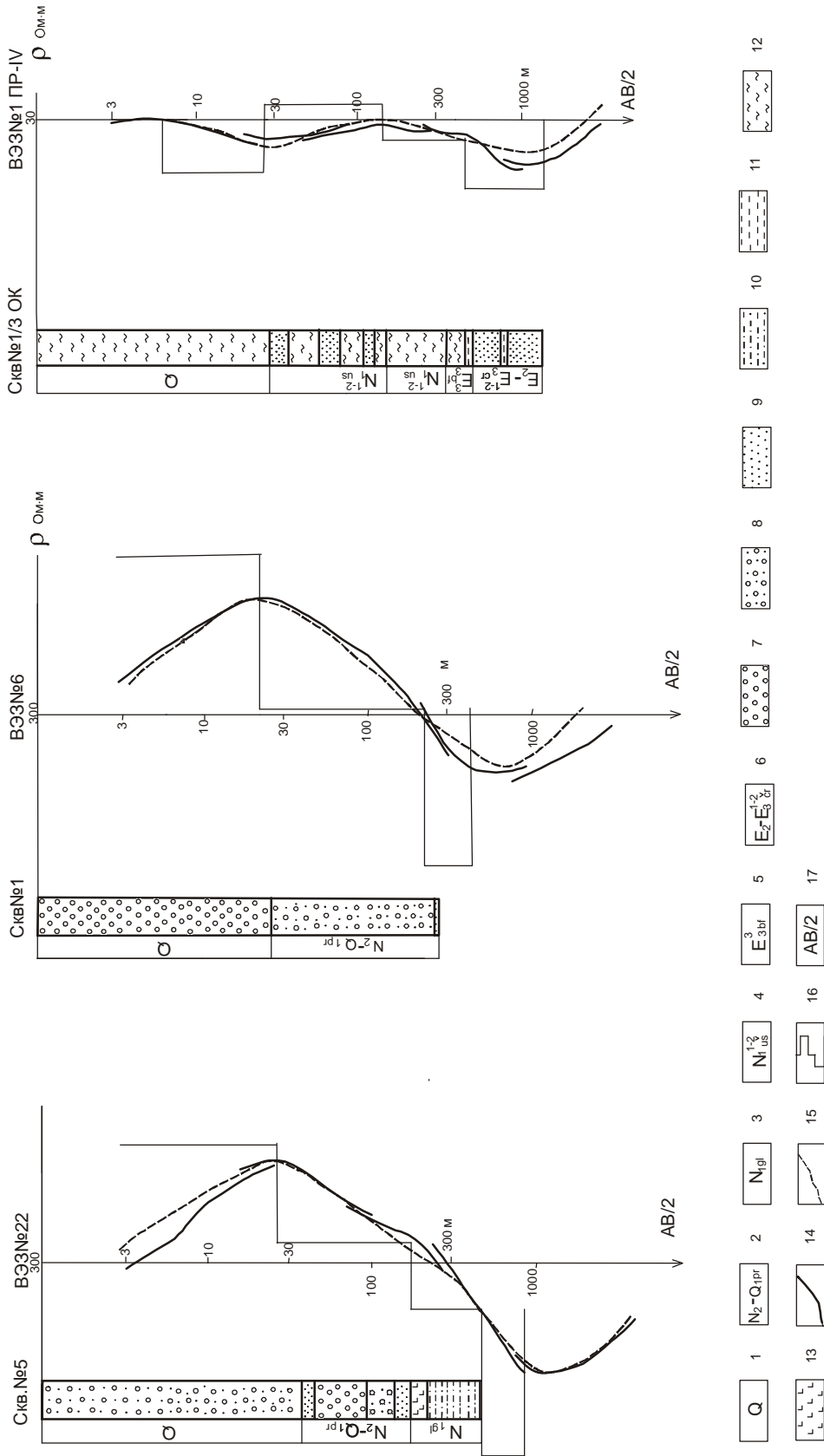


Рис. 10. Параметрические ВЭЗ около буровых скважин. Положение скважин см. на рис. 8.

1–6 – отложения: 1 – четвертичные, 2 – приамурской свиты, 3 – головинской свиты, 4 – ушумунской свиты, 5 – бирюфельдской свиты, 6 – чернореченской свиты; 7 – галечник; 8 – галька с песком; 9 – песок; 10 – песчаный алевроит; 11 – алевроит; 12 – глина; 13 – базальты; 14 – кривые ВЭЗ; 15 – теоретически рассчитанная кривая ВЭЗ; 16 – результаты интерпретации кривых ВЭЗ; 17 – полуразнос установок ВЭЗ.



Рис. 11. Карта мощности маркирующего горизонта.

1 – изолинии мощности маркирующего горизонта в метрах; 2 – близко расположенные к поверхности выходы пород фундамента по данным ВЭЗ. Остальные условные обозначения см. на рис. 8.

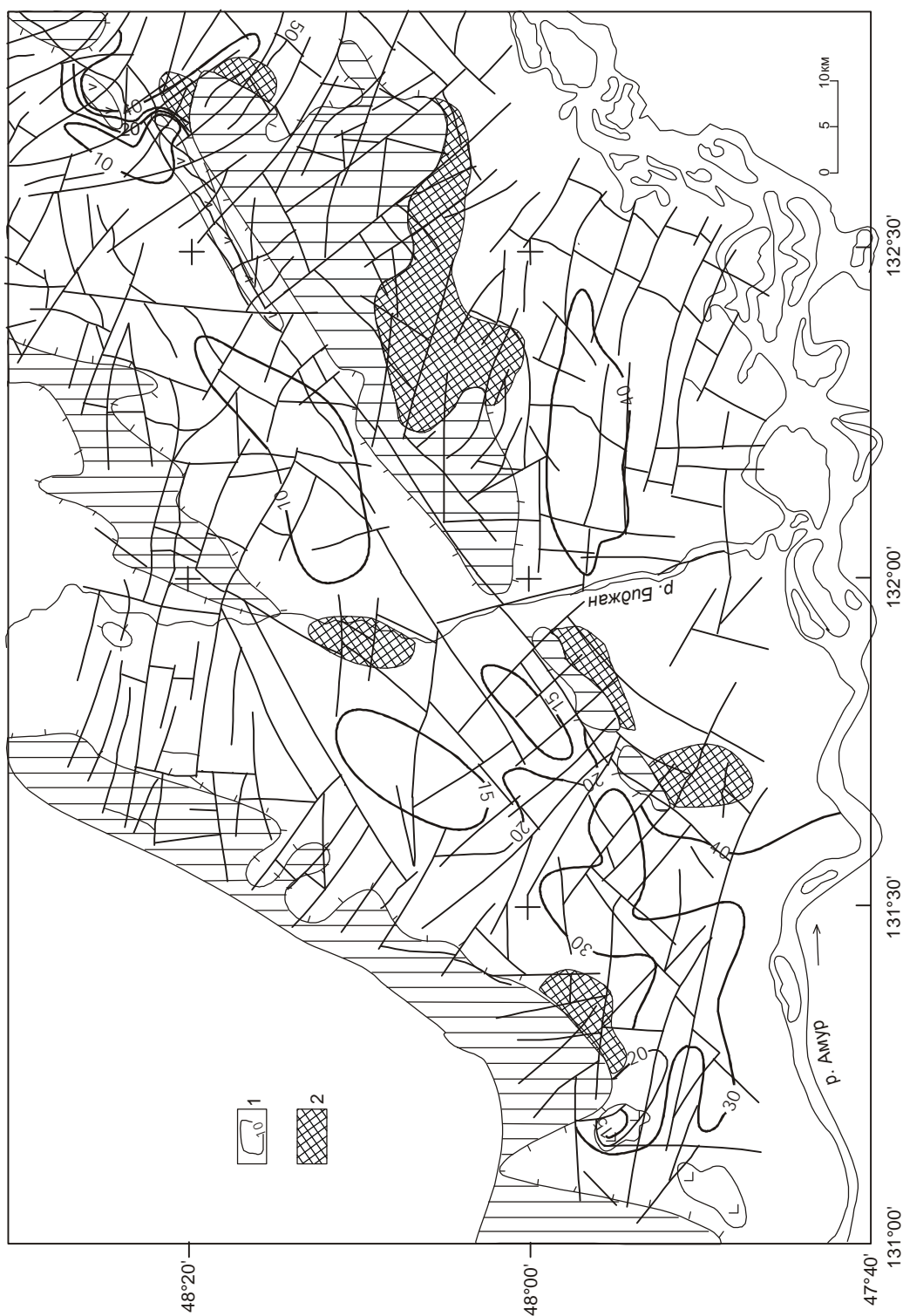
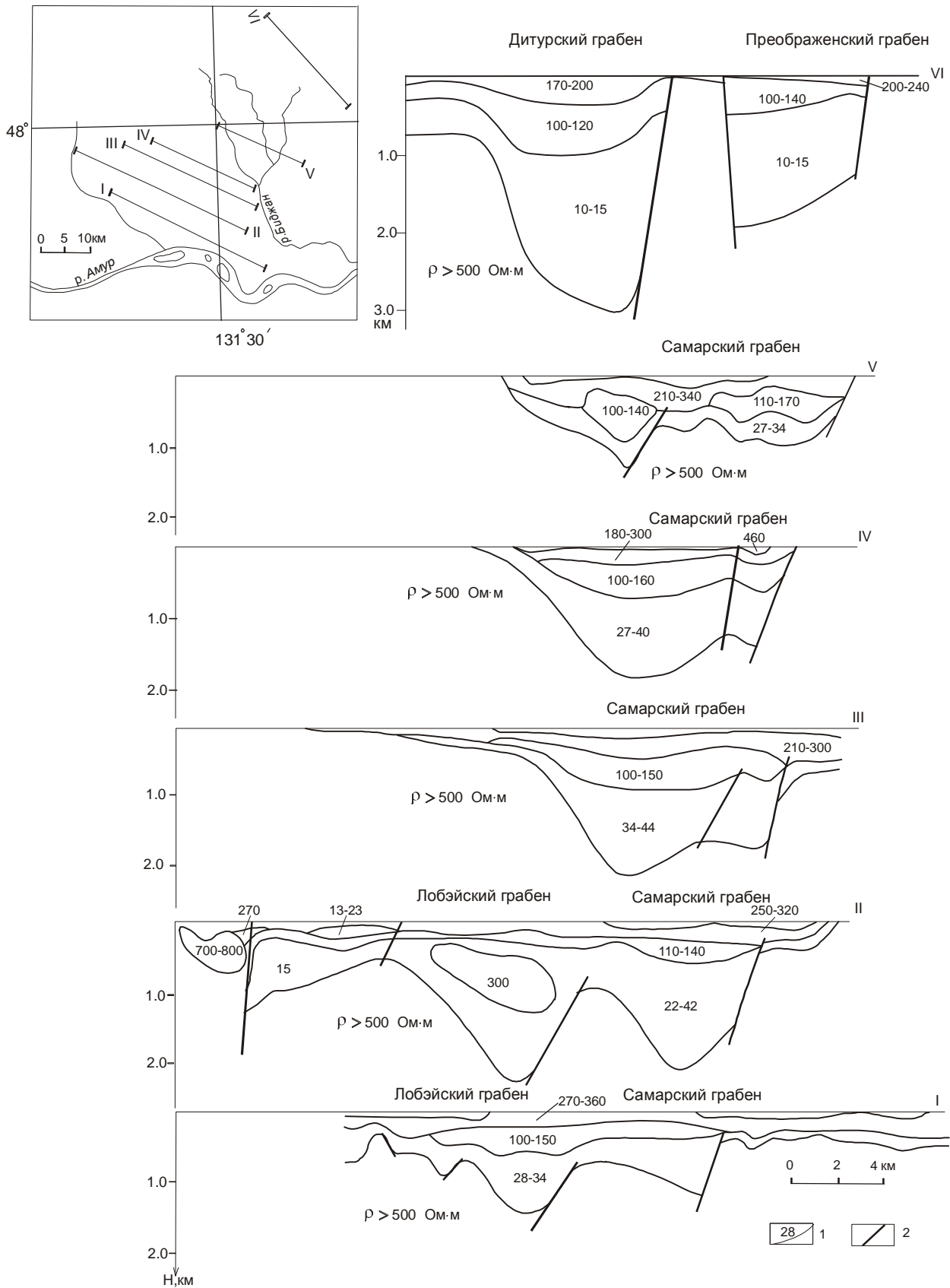


Рис. 12. Карта удельного электрического сопротивления маркирующего горизонта.

1 – изолинии удельного электрического сопротивления (Ом·м); 2 – близко расположенные к поверхности выходы пород фундамента по данным ВЭЗ. Остальные условные обозначения см. на рис. 8.



Перспективы нефтегазоносности

Изложенный материал показывает различную степень геолого-геофизической изученности российских и китайских грабенов. Однако в меру имеющегося фактического материала и в сравнении с хорошо изученными китайскими грабенами можно выделить ряд факторов, на которые следует обратить внимание при оценке перспектив нефтегазоносности этих структур. Как показано выше, важное значение для определения перспектив нефтегазоносности грабенов в Восточном Китае имеет выделение трансферных разломов или зон и достаточно мощных толщ нефтематеринских пород, представленных тонкозернистыми отложениями озерных систем.

Разломы северо-западного простирания, которые установлены в хорошо изученном грабене Танюань и представляют интерес при определении перспектив нефтегазоносности грабенов, впервые были выделены в грабенах Лобэй-Бирофельдского звена недавно по результатам высокоточных аэромагнито-разведочных работ масштаба 1:50 000 [14]. Такие разломы давно выделены в сопредельных структурах, например, в Переяславском грабене, расположенном в восточной части Среднеамурского бассейна [19], и в других структурах Приамурья [18], но не была ясна их роль в локализации залежей углеводородов. По данным ВЭЗ трансферные разломы возможно выделять по изменению структурного рисунка осадочного чехла, по коленообразным перегибам изолиний мощности осадочного чехла, а также между отдельными прогибами по аналогии с китайскими данными. Эти разломы показаны как предполагаемые на рис. 8.

Изменение структурного рисунка осадочного чехла хорошо демонстрируется на системе разрезов (рис. 13). Как видно, наблюдается такая же зональность, как и в грабене Танюань – с восточной стороны отмечается прогиб, в центральной части – поднятие и потом прогиб, в западной части – зона пологого склона (рис. 13). Мощность осадочных отложений над центральным поднятием примерно такая же, как и на китайской территории – около 1000 м (профиль II). Между профилями II и III отмечается изменение структурного плана осадочного чехла. На профилях I и II структурный план представлен двумя односторонними грабенами – Лобэйским и Самарским. На профиле III отмечается один грабен с центральным поднятием. Возможно наличие поперечного северо-

западного разлома между профилями II и III, контролирующего изменение структурного плана осадочного чехла, который является поперечным к основному разлому северо-восточного направления, т.е. северо-западным. На профиле VI структурный план опять изменяется и представлен двумя грабенами – односторонним Дитурским и двусторонним Преображенским. Кроме того, наблюдается достаточно резкое увеличение сопротивления маркирующего горизонта от 10–15 Ом·м на профиле VI до 27–34 Ом·м на профиле V. Т. о. можно предполагать наличие поперечного разлома между профилями V и VI. Выделенные трансферные разломы по данным ВЭЗ удовлетворительно совпадают с некоторыми поперечными разломами, выделенными по данным высокоточных магниторазведочных работ.

Северо-западные разломы могут быть выявлены и в других частях осадочного бассейна, например, в Бирофельдском грабене, где внутри грабена по данным сейсморазведки выделено два поднятия. Трансферные разломы часто контролируют поднятия внутри рифтовых структур.

Нефтематеринские породы в грабене Танюань представлены алевроито-глинистыми отложениями фаций глубокого и относительно глубокого озера. Из-за слабой изученности юго-западной части Среднеамурского бассейна подобные отложения скважинами не вскрыты. Отложения озерно-болотного комплекса бирофельдской свиты, вскрытые скважиной 1/3ОК, имеют незначительную мощность и могут быть отнесены к отложениям мелкого озера. Ниже вскрыты преимущественно песчаные отложения руслово-пойменного комплекса чернореченской свиты.

Для осадочных отложений песчано-глинистого состава характерны наиболее низкие значения удельного электрического сопротивления. Глинистые породы отличаются в основном низкими и сравнительно постоянными значениями удельного сопротивления, в то время как сопротивление песков и песчаников сильно зависит от степени водонасыщенности и минерализации пластовых и поровых вод. Песчаные отложения, насыщенные сильно солоноватыми и солеными водами, могут иметь значения удельных сопротивлений, сопоставимые со значениями удельных сопротивлений глинистых отложений [16]. Зависимость удельного сопротивления песчано-глинистых отложений от содержания в них песчаного материала изучалась для осадочных отложений о. Сахалин [1].

Рис. 13. Геоэлектрические разрезы в пределах Лобэйского, Самарского, Дитурского и Преображенского грабенов.

1 – геоэлектрические горизонты и их удельные сопротивления (Ом·м); 2 – разломы.

Глинистые отложения характеризуются наиболее низкими значениями удельного сопротивления – 4–8 Ом·м. По мере насыщения песчаным материалом удельное сопротивление песчано-глинистых отложений увеличивается и достигает 14–100 Ом·м у преимущественно песчаных отложений. В районе исследования такая закономерность не подтвердилась, минимальные значения удельных сопротивлений характерны для преимущественно песчаных отложений чернореченской свиты. Необходимо проведение дополнительных геофизических и гидрологических работ для изучения связи с литологическим составом пород их удельного электрического сопротивления.

В Лобэйском, Самарском, Дитурском, Преображенском грабенах, в западной части Бирофельдского грабена два верхних горизонта (высокоомный и относительно высокоомный) нефтематеринские породы включать не могут, так как песчано-алеврито-глинистый состав озерных отложений предполагает достаточно низкий уровень удельного сопротивления. Наиболее перспективным на обнаружение нефтематеринских пород является низкоомный маркирующий горизонт. Участки максимальной мощности маркирующего низкоомного горизонта будут являться наиболее перспективными на обнаружение отложений озерных систем.

ВЫВОДЫ

Сравнительный анализ грабенов Цзя-И звена, расположенных на китайской территории, и грабенов Лобэй-Бирофельдского звена на российской территории, принадлежащих единой системе разломов Тан-Лу, показал многие черты сходства. Главное отличие – несравнимая степень изученности: очень детальная в Китае (в том числе 33 скважины пробурено вблизи границы с Россией) и неравномерная и слабая в России (всего одна неглубокая скважина).

Тем не менее, строение грабенов при всем их многообразии в целом сходное, что позволяет предполагать присутствие всех тех закономерностей структуры грабенов, стратиграфической последовательности, типов строения прогибов второго порядка, особенностей локализации углеводородов, соотношения нефтематеринских пород, резервуаров и покрышек, которые установлены для грабенов Цзя-И звена, и расположенных северо-восточнее грабенах Лобэй-Бирофельдского звена (в частности, в Бирофельдском грабене).

Глубина грабенов Лобэй-Бирофельдского звена несколько меньше. Однако, как свидетельствуют данные скважин, пробуренных в грабене Танюань до глубины 2100–2700 м, даже в этом интервале присутствуют нередко две нефтяные системы. Это позволя-

ет прогнозировать присутствие нефтяных систем и в российских грабенах глубиной 2–3 км (Самарском, Дитурском, Бирофельдском).

Особенно важным представляется выявление трансферных разломов и их зон в грабенах Лобэй-Бирофельдского звена, поскольку в грабенах звена Цзя-И (Танюань, Фанчжен) с ними связаны нефтегазоносные структуры.

После проведенного сравнительного анализа более четко высветились те проблемы, на которые следует обратить особое внимание.

Используя комплексную интерпретацию геолого-геофизических данных следует: 1) отбраковать участки развития вулканогенных образований; 2) изучить детальную структуру (каркас) грабенов с выделением локальных погружений размером порядка 5×15 км; 3) с густотой 20–30 км выявить трансферные разломы и зоны; 4) на имеющихся сейсмопрофилях провести секвенстратиграфический, сейсмофациальный анализ; 5) попытаться оконтурить зоны некомпенсированного прогибания, заполненные песчано-глинистыми озерными осадками. Проведя эту работу, можно будет выбрать места заложения поисковых скважин.

Работа выполнена при поддержке РФФИ и Правительства Хабаровского края (проект 04-05-97016).

ЛИТЕРАТУРА

1. Альперович И.М., Никифоров В.М. Электропроводность осадочной толщи о. Сахалин // Тихоокеан. геология. 1984. № 2. С. 67–76.
2. Ахмадулин В.А., Камаев Н.М., Черныш Л.Н., Черныш С.Г. Особенности строения и перспективы нефтегазоносности западной зоны Среднеамурской впадины (в пределах территории ЕАО) // Перспективы нефтегазоносности Среднеамурской впадины. Биробиджан: ИКАРП, 1996. С. 6–21.
3. Варнавский В.Г. Палеогеновые и неогеновые отложения Средне-Амурской впадины. М.: Наука, 1971. 183 с.
4. Варнавский В.Г., Малышев Ю.Ф. Восточно-Азиатский грабеновый пояс // Тихоокеан. геология. 1986. № 3. С. 3–13.
5. Варнавский В.Г., Крапивенцева В.В., Кириллова Г.Л., Кузнецов В.Е. Перспективы газоносности рифтогенных структур Лобэй-Бирофельдского звена системы разломов Танлу (Приамурье) // Тихоокеан. геология. 1997. Т. 16, №2. С. 93–102.
6. Геологическая карта Российской Федерации. 1:1000000. ВСЕГЕИ. 1990.
7. Геология провинции Хэйлунцзян: Объяснительная записка к геологической карте м-ба 1:1000000. 1993. (На кит. яз. с англ. реф.).
8. Калашникова А.С., Лазарев А.П., Трондин В.И. Сейсморазведочные работы МОГТ на территории Еврейской Автономной Области // Геофизика. 1999. Спец. вып. к 50-летию "Иркутскгеофизики". С. 29–32.
9. Каменецкий Ф.М., Мамаев В.А. Аэроэлектроразведка и малоглубинная наземная электроразведка при прогнози-

- ровании месторождений углеводородов // Геофизика. 1996. № 2. С. 24–40.
10. Кириллова Г.Л. Структура кайнозойских осадочных бассейнов зоны сочленения Восточной Азии с Тихим океаном. Владивосток: ДВО РАН, 1992. 144 с.
 11. Кириллова Г.Л., Лю Чжаоцзюнь, Ван Сымин, Варнавский В.Г., Крапивенцева В.В. Стратиграфическая корреляция верхнемезозойских – кайнозойских разрезов Среднеамурского (Саньцзян) осадочного бассейна // Тихоокеан. геология. 1996. Т. 15, № 6. С. 81–102.
 12. Кириллова Г.Л., Лю Чжаоцзюнь. Геологическое строение и нефтегазоносность бассейна Саньцзян (КНР) в связи с оценкой перспектив Приамурья // Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы Дальневосточного экономического региона, углеводородных ресурсов шельфа морей Северо-Востока и Дальнего Востока России. СПб.: ВНИГРИ, 1998. С. 228–233.
 13. Мазарович А.О. Краткий толковый словарь англо- и русскоязычных терминов по тектонике и геоморфологии океана. М.: Науч. мир, 2000. 120 с.
 14. Меркулова Т.В., Манилов Ю.Ф. К вопросу о строении юго-западной части Средне-Амурской впадины // Тихоокеан. геология. 1998. Т. 17, № 4. С. 116–120.
 15. Нефтегазоносность юга Дальнего Востока и сопредельных регионов (Сопоставительный анализ) / Буряк В.А., Бакулин Ю.И., Беспалов В.Я., Врублевский А.А. и др. Хабаровск, 1998. 282 с.
 16. Петрофизика: Справочник. Кн. I. Горные породы и полезные ископаемые / Под ред. Н.Б. Дортман. М.: Недра, 1992. 390 с.
 17. Структуры и нефтегазоносность западной части Средне-амурской впадины / А.А. Врублевский, В.А. Ахмадулин, В.А. Буряк, В.Н. Воропаев, В.Н. Гуров, А.А. Злоказов и др. Владивосток, 1999. 86 с.
 18. Шерман С.И., Сорокин А.П., Черемных А.В. Новый подход к тектоническому районированию Приамурья по фрактальной размерности разломов земной коры // Докл. АН. 2001. Т. 381, № 3. С. 388–392.
 19. Ярославцева Н.И., Камаев Н.М., Лойтер П.П. Тектоника Оборо-Уссурийского прогиба (по геофизическим данным) // Тихоокеан. геология. 1989. № 6. С. 54–60.
 20. Dou Lirong, Li Wei, Fang Xiang. Genetic classification and distribution characteristics of continental petroleum systems in China // Petroleum Exploration and Development. 1996. V 23, N 1. P. 92–98.
 21. Frostick L.E., Steel R.J. Sedimentation in divergent plate-margin basins // Tectonic Control and Signatures in Sedimentary Successions. Special Publication Number 20 of the International Association of Sedimentologists. Ed. by L.E. Frostick and R.J. Steel. Blackwell Scientific Publications. 1993. P. 111–128.
 22. Luo Qun, Bai Xinhua, Zhang Shulin. Seismic data interpretation technology for complex regions and its application in the Tangyuan fault depression // Experimental Petroleum Geology. 1998. V. 20, N1. P. 30–37.
 23. Luo Qun, Bai Xinhua, Liu Xiaodong. Fill sequence and its petroleum geology significance in secondary sag in Tangyuan fault-depression // Xinjiang petroleum Geology. 1998. V. 19, N 2. P. 145–148.
 24. Qiu Zhong Jian. Experience and learning of oil and gas exploration in China // ACTA PETROLEI SINICA V. 20, N 1. 1999. P. 1–7.
 25. The Tancheng- Lujiang wrench fault system // Ed. by Xu Jiawei Chichester, England: John Wiley and Sons. 1993. 279 p.
 26. Wang Kongwei, Chen Shoutian & Lui Ligang // Characteristics of transmission fault belt and its petroleum geological significance in the Tertiary basin of East part of Heilongjiang province // Petroleum Geology & Oil field Development in Daqing. 1998. V. 17, N. 4. P. 1–3.
 27. Wang Qinghai, Zhang Fan. Research on the relation of structural activity and sedimentation in Tangyuan fault depression of Yi-Shu graben // J. Daqing Petroleum Inst. 1993. V. 17. N 4. P. 9–11. (in Chinese with English abstract).
 28. Zhang Hong. Evolution of Northern segment of the Tan-Lu fault system in Mesozoic // Workshop of the 30th IGC, Beijing, 1996. P. 28–31.

Поступила в редакцию 1 августа 2004 г.

Рекомендована к печати Ю.Ф. Малышевым

T.V. Merkulova, G.L. Kirillova

The structure and prospects for oil and gas content in the northern sector of the Itun-Ilan branch of the Tan-Lu fault

A comparative analysis was made of Cenozoic grabens of the Tan-Lu system within the San-Jiang-Middle Amur Basin located at the boundary between Russia and China. A detailed study was made of the results of geologic-geophysical work and parameters controlling localization of oil and gas-bearing structures in the Tangyuan graben, where oil and gas deposits have been discovered. It is shown that transfer (transverse) fault and graben zones with uncompensated sedimentation are important for determining oil and gas potential, in which oil source rocks of lacustrine origin may be present. An analysis was made of geologic-geophysical evidence of the less studied grabens of the Lobei-Birofeldian link in the territory of Russia aimed at evaluation of their oil and gas potential.