

**СЕДИМЕНТОГЕННЫЙ АСПЕКТ ЭВОЛЮЦИИ КАЙНОЗОЙСКИХ СТРУКТУР
ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ СРЕДНЕАМУРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА И
ПЕРСПЕКТИВ ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ (ДАЛЬНИЙ ВОСТОК)**

В.Г. Варнавский

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

Поступила в редакцию 16 ноября 2006 г.

Рассматривается группа рифтогенных структур, приуроченных к Лобэй-Бирофельдскому звену Илань-Итунской ветви системы разломов Тан-Лу, в зоне которой на сопредельной территории КНР в сходных структурах установлена промышленная газоносность.

На примере разрезов опорно-картировочной скважины 1/3-ОК, углепоисковых и разведочных скважин, пробуренных в северо-восточной части Бирофельдского грабена анализируются литолого-фациальный и минеральный составы, битуминозность пород, цикличность разреза, строение элементарных циклов, разноранговых цикло групп и характер их взаимоотношений. Выделяются четыре циклично построенных литолого-фациальных комплекса (секвенса), разделенных размывами, отличающихся динамикой и режимами седиментогенеза. Прогнозируются возможно газоносные комплексы, содержащие газоматеринские породы, резервуары и покрышки. Отмечено наличие сингенетических битумоидов маслянистых, местами легких, единично осмоленных. Подтверждены оценка преимущественной газоносности структур региона и их потенциальные ресурсы, рассчитанные ранее по газовому потенциалу углей и углистых пород.

Ключевые слова: рифтогенез, седиментогенез, цикличность, газоносность, Среднеамурский осадочный бассейн, Дальний Восток.

ВВЕДЕНИЕ

Критерии оценки перспектив и прогноза углеводородного потенциала многогранны. Их многочисленные аспекты применимы в зависимости от степени изученности и структуры рассматриваемой территории.

Впервые о перспективах нефтегазоносности Среднеамурской впадины упоминается в материалах комиссии Министерства геологии и охраны недр СССР (1959 г.) [10]. По её рекомендации с 1959 г. по 1972 г. Дальневосточным территориальным геологическим управлением совместно с Всесоюзным научно-исследовательским геологоразведочным институтом, Московским государственным университетом им. Ломоносова проведён незначительный комплекс региональных геофизических работ, структурно-параметрическое бурение, тематические исследования [2–4, 14].

Рифтогенные структуры юго-западной части Среднеамурского осадочного бассейна изучены в нефтегазоносном отношении слабо, преимущественно геофизическими методами (гравиметрическим,

электроразведочным, включая метод ДНМЭ, высокоточной магниторазведкой и сейсморазведочным методом ОГТ) [11, 13]. По результатам этих работ выделены Бирофельдский, Преображенковский, Дитурский, Самарский, Тайменьский и Лобэйский грабены, условно объединенные в Лобэй-Бирофельдскую группу (рис. 1). Приурочены они к Лобэй-Бирофельдскому звену Илань-Итунской ветви системы глубинных разломов Тан-Лу Восточно-Азиатского грабенового пояса [16]. Строение грабенов по геофизическим данным рассмотрено в работах [1, 11, 13, 15–17, 22], стратиграфическое расчленение чехла структур – в работах [3, 4, 18]. Выделяются (снизу вверх): чернореченская, бирофельдская, ушумунская и головинская свиты палеоген-неогенового возраста.

Интерес к ним как возможно перспективным на нефть и газ структурам возник в связи с открытием на сопредельной с юга территории КНР газовых месторождений в рифтогенных структурах грабена Танюань, также приуроченных к системе Тан-Лу [16]. Несмотря на слабую изученность, попытки оценить перспективы нефтегазоносности и даже подсчитать углеводородный потенциал этой группы грабенов де-

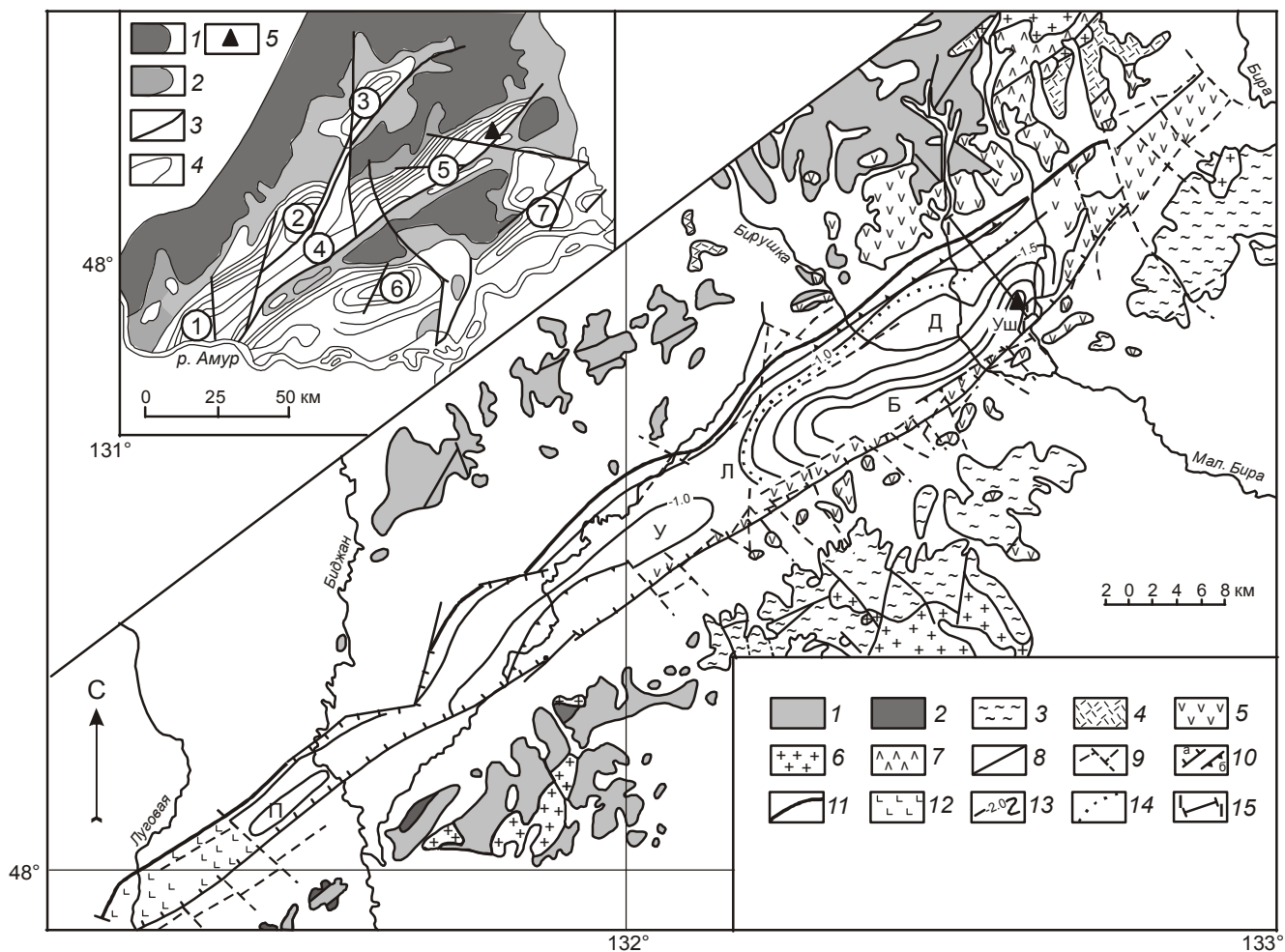


Рис. 1. Схема строения Бирофельдского грабена [22 по 9]. На врезке – схема строения структур юго-западной части Среднеамурского осадочного бассейна [13 с дополнениями по 16].

На врезке: 1 – выходы пород фундамента на дневную поверхность; 2 – чехол мощностью до 100 м; 3 – основные разломы; 4 – изолинии мощности чехла через 200 м; 5 – скважина 1/3 ОК. Грабены и полуграбены (цифры на схеме): 1 – Лобэйский; 2 – Самаро-Дитурский; 3 – Тайменский; 4 – Преображенновский; 5 – Бирофельдский; 6 – Башмакский; 7 – Мориловецкий. На основной схеме: 1–7 – выходы на дневную поверхность: 1 – метаморфических докембрийских, нижнепалеозойских осадочных пород и палеозойских гранитоидов, 2 – девонских отложений, 3 – пермских и триасовых отложений, 4 – раннемеловых эффузивов кислого состава, 5 – позднемеловых (?) эффузивов основного состава, 6 – позднемеловых гранитов, 7 – позднемеловых габбро; 8 – разломы по данным геологической съемки; 9 – разломы по данным аэромагнитной съемки; 10 – разломы по данным сейсморазведки и гравиметрии (а – сбросы, б – взбросы и надвиги); 11 – северо-западная граница грабена; 12 – области предполагаемого развития миоценовых эффузивов основного состава; 13 – изолинии подошвы осадочного чехла (км); 14 – граница области распространения мелового(?) сейсмокомплекса; 15 – сейсмический профиль 075898 [11].

Структуры Бирофельдского грабена: прогибы Бирский (Б), Унгунский (У), Ушумунский (УШ); поднятия: Лазаревское (Л), Димитровское (Д). Преображенновский грабен (П).

лались неоднократно [1, 2, 7, 8, 17, 22]. Выполнялись они с применением различных подходов: по общим структурно-геологическим данным, скорости осадконакопления, по аналогии с газоносными структурами грабена Танюань, по известному и возможному содержанию угольных пластов и углистых пород, продуцировавших в протокатагенезе метан и др.

В предлагаемой статье рассматривается седиментогенный аспект возможной эволюции структур Лобэй-Бирофельдской группы, размещение в их разрезе продуктивных горизонтов, коллекторов и флюидоупоров. Анализ объединяет в себе комплекс исследований пород чехла осадочных структур. Основными из них являются: литолого-фациальный, цикли-

ческий, минеральный, а применительно к нефтегазовой геологии ещё битуминологический и петрофизический (пористость, проницаемость).

Материал для подобного анализа осадочного чехла структур Лобэй-Бирофельдской группы имеется только по Бирофельдскому грабену. В его северо-восточной части пробурена глубокая (1379 м) опорно-картировочная скважина 1/3-ОК, здесь же М.А. Саканцевым (1941 г.) и В.И. Успенским (1961 г.) опойсковано и разведано Ушумунское бурогольное месторождение [21].

По разрезу скважины 1/3-ОК ранее проведены детальные литолого-фациальные исследования, изучение минерального состава терригенной и глинистой фракций пород, содержания битумоидов в хлороформенной и спиртобензольной вытяжках, общей пористости и других литолого-структурных особенностей пород [3, 4, 14]. Неясным остается режим, динамика осадконакопления, эволюция структур региона. Для решения этой проблемы в работе проведен анализ цикличности разреза совместно с литофациальным.

МЕТОДИКА ВЫДЕЛЕНИЯ ЦИКЛИТОВ И ЦИКЛИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

Согласно методическим разработкам [12] выделяются элементарные циклиты (ЦЛ), которые в зависимости от состава, структуры, мощности группируются в гиперциклиты 1-го, 2-го, 3-го рангов и формационные циклиты (ФЦЛ). Гиперциклит 1 ранга (ГЦЛ 1) – это пачка или группа однородных элементарных циклитов; гиперциклит 2 ранга (ГЦЛ 2) – группа ГЦЛ 1; гиперциклит 3 ранга – группа ГЦЛ 2 и, наконец, формационного уровня циклит ФЦЛ 1 – группа ГЦЛ 3, ФЦЛ 2 – группа ФЦЛ 1. Кроме ГЦЛ 1, остальные ГЦЛ соответствуют выделенным ранее стратиграфическим подразделениям: пачка, подсвита, свита, серия (табл. 1, рис. 2).

В практике литолого-фациальных исследований палеогеновых и неогеновых континентальных осадочных толщ Приамурья и Приморья полный элементарный циклит представлялся литотипами пород: галечник, гравелит, песок, алевроит, глина, глина уг-

листая, уголь. Литотип, залегающий в основании циклита является базальным. В зависимости от того, какой элемент цикла является базальным, определяется тип ЦЛ. Полный ЦЛ с галечником в основании называется галечниково-глинисто-углистым. Обычно в его нижнем и верхнем полуциклах содержится полный набор указанных литотипов. Если же в верхнем или нижнем полуциклах ЦЛ отсутствует один или несколько литотипов при сохранении постепенных взаимопереходов в циклите, последний называется упрощенным или редуцированным. Выделяются также ЦЛ, сокращенные размывом, когда в них один или несколько литотипов верхнего полуцикла (а частично и нижнего) оказываются размывыми, и базальный литотип вышележащего ЦЛ ложится на верхний слой нижнего ЦЛ с размывом [5].

ЛИТОЦИКЛИЧНОСТЬ РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ 1/3-ОК

В палеогеновом и неогеновом комплексе скважины выделяются 62 ЦЛ, сгруппированные в 17 ГЦЛ первого ранга (рис. 2). В чернореченской, бирофельдской, ушумунской и головинской свитах содержится, соответственно, 44, 1, 10, 6 элементарных циклитов (ЦЛ) и 11, 1, 3, 1 гиперциклитов первого ранга.

Чернореченская свита разделена на 2 подсвиты: нижнюю безугольную и верхнюю угленосную. Каждая из них разделена на гиперциклиты 1 и 2 ранга.

Нижняя безугольная подсвита представлена преимущественно зеленовато-светло-серыми породами фаций мелкой и средней глубины открытого, временами проточного озера. С наиболее погруженными зонами озера ассоциируются глины и алевроиты однородные и параллельно слоистые, ленточные; с прибрежной зоной – переслаивание песков разной (преимущественно мелкой и средней) зернистости, алевроитов и глин фаций прибрежного мелководья, песчано-галечниковые образования дельт, подводных конусов выноса. Изредка отмечаются маломощные слои темно-коричневых, коричневых глин и алевроитов застойных фаций прибрежного мелководья озера. По типам, составу, мощности литоциклитов подсвита разделена на 3 пачки.

Таблица. Циклокомплексы кайнозоя Среднеамурского осадочного бассейна.

Порядок (диапазон)	Геологические тела	Геолого-цикличное выражение	Принятое в тексте выражение
Макроциклиты	Серия Свита	Формационный циклит 2 ранга Формационный циклит 1 ранга	ФЦЛ-2 ФЦЛ-1
Мезоциклиты	Подсвита Пачка	Гиперциклит 3-го ранга -« 2-го ранга	ГЦЛ-3 ГЦЛ-2
Элементарные циклиты	Группа однородных циклитов	-« 1-го ранга Элементарный циклит	ГЦЛ-1 ЦЛ

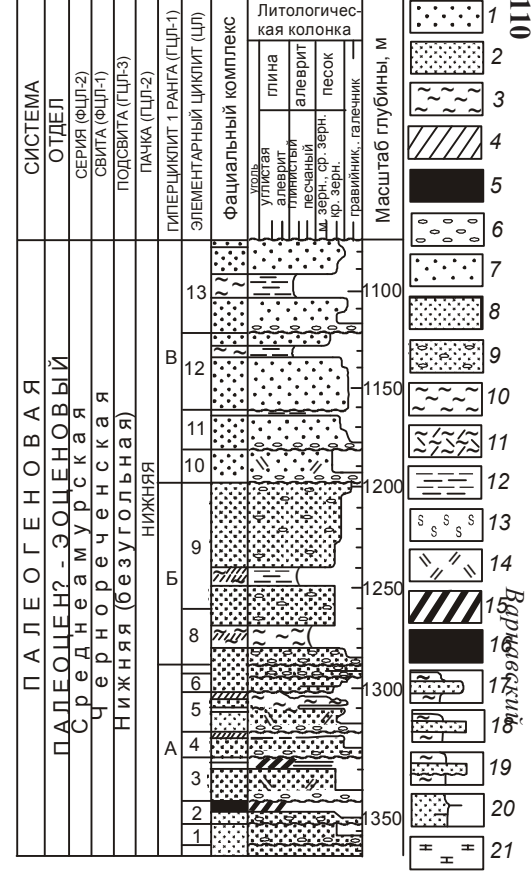
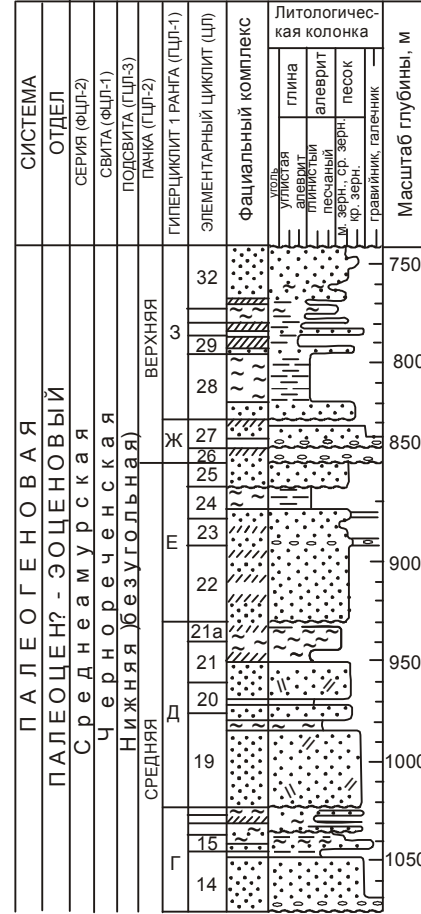
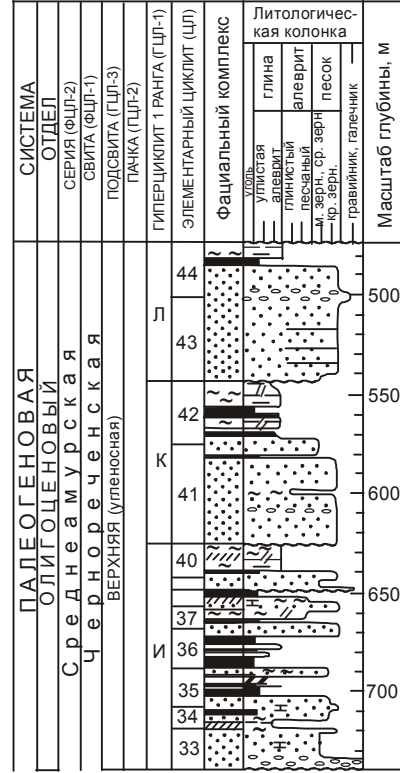
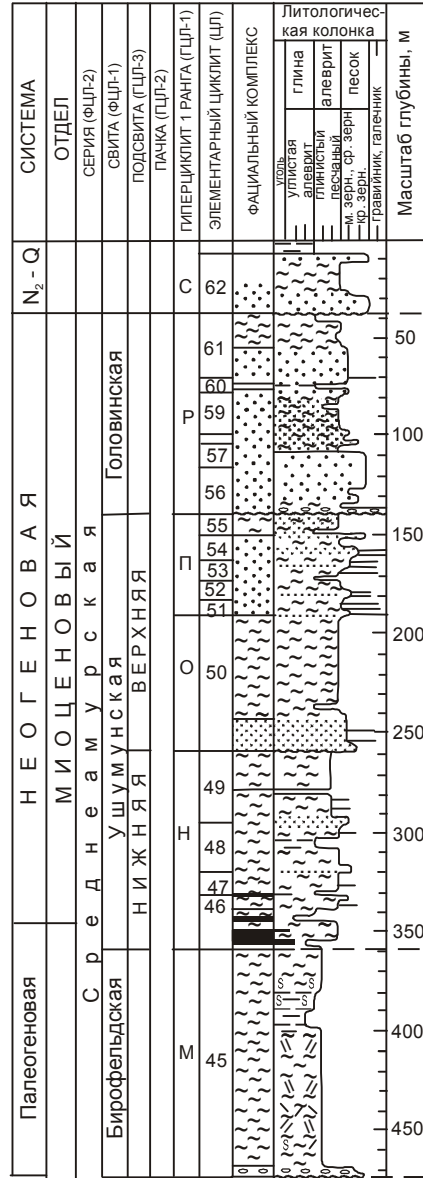


Рис. 2. Цикло-литолого-стратиграфический разрез скв. 1/3-ОК [3, 4, с дополнениями].

Фациальные комплексы: 1 – существенно песчаный, алевроито-песчаный, галечниково-песчаный озерного мелководья, аллювиальных подводных выносов, дельт прибрежных зон аллювиальных низменных равнин; 2 – алевроито-песчаный озерного прибрежного мелководья, временами зарастающего, заболачивающегося; 3 – существенно алевроито-глинистый, глинисто-алевроитовый озерный; 4 – существенно глинистый, окрашенный гумусом, застойных, зарастающих, заболачивающихся зон озера; 5 – угольный, углисто-глинистый торфяно-болотный.

Литологическая колонка: 6 - галечники, 7 - пески крупно- и среднезернистые; 8 – пески мелкозернистые; 9 – пески с галькой; 10 – алевроиты; 11 – алевроиты туфогенные; 12 – глины; 13 – диатомиты; 14 – туффиты; 15 – углистые глины; 16 – бурые угли. Взаимоотношения слоёв (17–19): 17 – переходы между слоями постепенные; 18 – переходы между слоями резкие; 19 – переход песка в нижележащий алевроит резкий с размывом; 20 – прослой в песке с постепенными (вверху) и резкими (внизу) переходами во вмещающую породу; 21 – карбонатность пород.

Нижняя пачка (ГЦЛ А, Б, В) существенно песчаная, галечниково-песчаная. Пески разной зернистости и галечники составляют в ней 85 % разреза [3, 4]. Они представляют фации прибрежных аллювиальных равнин, аллювиальных подводных выносов, дельт. Остальные 15 % разреза сложены озерными глинами, алевроитами, обычно глинистыми серого, зеленовато-серого цвета, и углистыми глинами фаций мелководной застойной, зарастающей, заболачивающейся дельтовой и придельтовой зон озера. Цемент терригенных пород преимущественно глинистый каолинит-гидрослюдистый с монтмориллонитом. В основании ЦЛ 2 и вышележащих среднезернистых песках ЦЛ 9, 10, а также в породах нижнего полуцикла ЦЛ 13 отмечается карбонатный цемент. Изредка, в фациальном комплексе застойного озера ЦЛ 4 и в среднезернистых песчаниках нижнего полуцикла ЦЛ 13 цемент сидеритовый. Циклиты представлены нижними полуциклами 2-х и 3-х-компонентными (галечник-песок-алеврит). Верхние полуциклы размыты (рис. 2, 3).

В средней пачке (ГЦЛ Г, Д, Е) несколько увеличивается доля озерных глинистых и алевроитистых пород (24 %), практически отсутствуют галечники (2–5 %) и углистые породы. Цемент песчаных и галечниковых литотипов нижней части пачки глинистый (ЦЛ 14–18) – каолинит-гидрослюдистый с монтмориллонитом, (ЦЛ 19–21) – глинисто-карбонатный и карбонатный. По верхней части этой пачки данных о составе цемента нет. Таким образом, в средней пачке (в отличие от нижней) преобладают редуцированные 3-х, реже 4-х-компонентные циклиты, песчано-алеврито-глинистые, галечниково-песчано-алеврито-глинистые (рис. 2, 3).

В верхней пачке (ГЦЛ Ж, З) увеличивается количество озерных глинистых и алевроитовых пород (53 %). Глины зеленовато-серые, в основном алевроитистые. Отмечаются коричневые и с коричневым оттенком глины фаций застойной зоны озера. Цемент терригенных пород ЦЛ 26, 27, 32 – карбонатный, остальных ЦЛ – глинистый каолинит-гидрослюдистый с монтмориллонитом. Тип циклитов – преимущественно редуцированный, в основании пачки (ГЦЛ Ж) – сокращенный двухкомпонентный, песчано-галечниковый (рис. 3).

Мощность подсвиты 640 м [3].

Особые литогенетические признаки нижней подсвиты чернореченской свиты:

- нижний гиперциклит (А) мелкоциклический, насыщен (относительно) углистыми глинами фаций торфяных болот, коричневыми (разных оттенков) глинами фаций прибрежной мелководной, застойной, зарастающей зоны озера;

- терригенный материал пород нижней и средней пачек, а также ГЦЛ-Ж верхней пачки представлен преимущественно обломками андезитов и дацитов, дациандезитов, андезитовых порфиритов, содержится пирокластический материал. В разрезе широко развиты (до 9–12 %) литокристаллокластические и кристаллолитокластические туффиты мелкопсаммитовой и среднепсаммитовой структуры. Выше ГЦЛ-Ж обломки упомянутых пород отсутствуют, уменьшается содержание минералов тяжелой фракции, присутствуют кварц, кремний, полевые шпаты, обломки осадочных пород;

- в структуре циклитов нижней, средней пачек и ГЦЛ-Ж верхней пачки преобладают пески разной, преимущественно крупной и средней зернистости, верхней пачки (ГЦЛ 3) – глинисто-алевритовые породы;

- доля глинистых, алевроито-глинистых пород нарастает снизу вверх по разрезу подсвиты (соответственно, в нижней, средней и верхней пачках – 15, 24, 53 %).

Мощность циклитов изменяется от 5 до 60 м, возрастая снизу вверх по разрезу. Соответственно изменяется циклоплотность (отношение суммарной мощности ГЦЛ к количеству ЦЛ) в ГЦЛ. Причем, наибольшая циклоплотность отмечается в основаниях пачек (ГЦЛ А, Г, Ж), т. е. изменяется также циклично;

- выше гиперциклита Ж резко возрастает доля озерных литокомплексов (рис. 2, 3);

- по флористическим данным возраст пород подсвиты М.М. Кошман и А.М. Нарышкиной оценен как палеогеновый, возможно эоцен-олигоценый [4].

Верхняя угленосная подсвита представлена тремя гиперциклитами (И, К, Л). Они залегают с размывом на нижележащих образованиях нижней подсвиты и последовательно сменяют друг друга с размывом.

Гиперциклит И имеет самое высокое содержание озерно-болотных и торфяно-болотных литотипов пород.

Представлен он переслаиванием неслоистых, несортированных песков мелкой, средней, изредка крупной зернистости и однородных, зеленовато-серых, серых, светло- и темно-коричневых глин фаций прибрежного мелководья озера с многочисленными пластами и пропластками бурого угля и углистых глин фаций торфяных болот, временами заболачивающейся, зарастающей зоны озера. Доля глинистых, глинисто-алевритовых и углистых пород превышает 50 %. Цемент песчаных разновидностей пород глинистый, глинисто-карбонатный, карбонатный. Карбонатный цемент отмечается в циклитах 33, 35, 37 (рис. 2, 3).

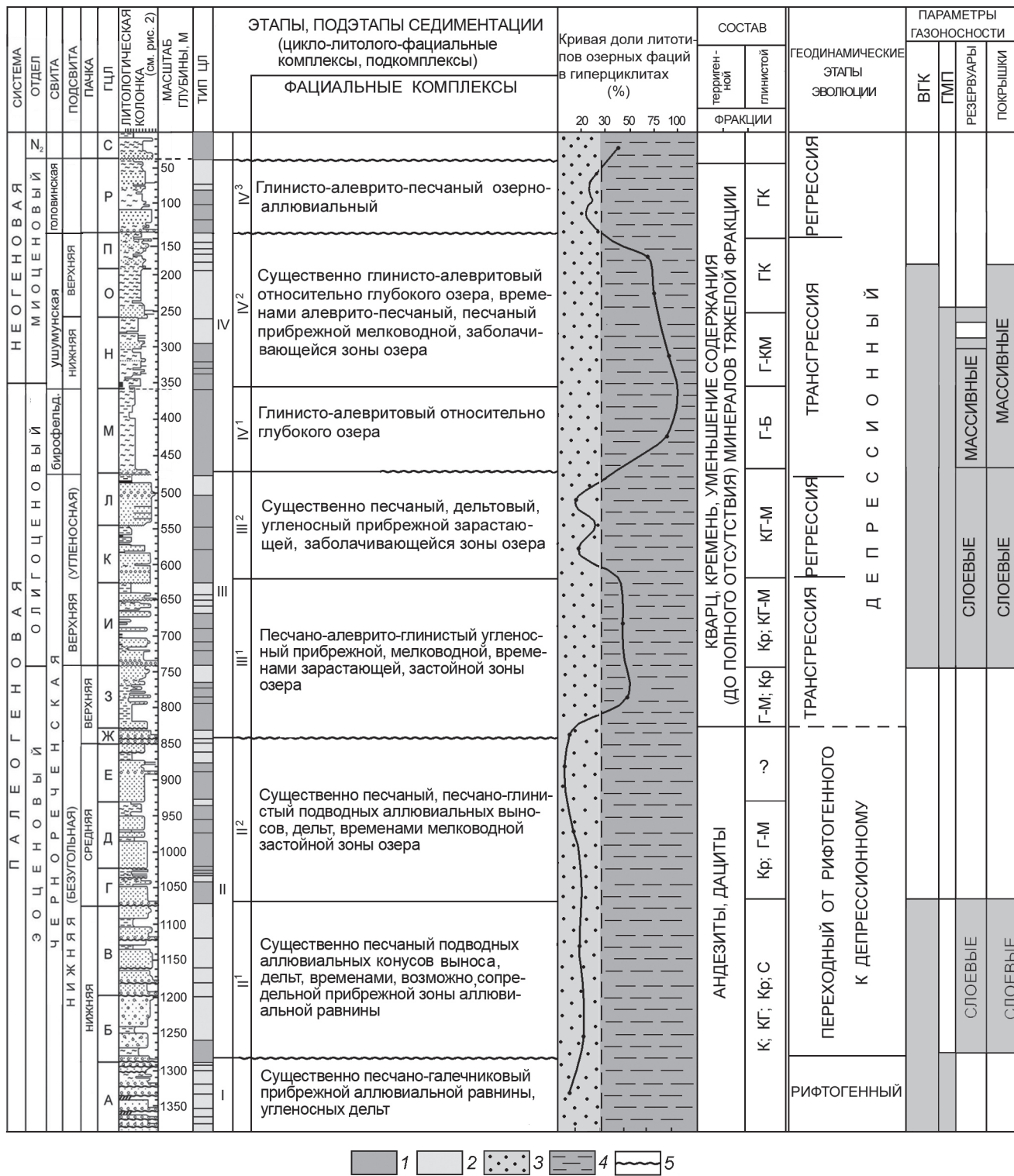


Рис. 3. Основные характеристики осадочных комплексов скважины 1/3 ОК.

1, 2 – типы циклитов: редуцированные (1), сокращенные (с размывом верхней части циклита) (2); 3, 4 – доля озерных алеврито-глинистых пород осадочных комплексов гиперциклитов: 3 – область накопления существенно песчаных, глинисто-песчаных осадков прибрежно-озерных фаций, прибрежной зоны аллювиальной равнины, 4 – зона накопления существенно глинисто-алевритовых сероцветных осадков; 5 – границы размыва. Состав глинистой фракции и цемента пород: Кр-карбонатный, С – сидеритовый, К – каолиновый, КГ – каолинито-гидрослюдистый, Г-М – гидрослюдистый с монтмориллонитом, Г-КМ – гидрослюдистый с каолинитом и монтмориллонитом, Г-Б – гидрослюдистый с бейделлитом, КГ-М – каолинито-гидрослюдистый с монтмориллонитом, ГК – гидрослюдисто-каолиновый. Параметры газоносности: ВГК – возможно газоносные комплексы; ГМП – газоматеринские породы. Остальные условные обозначения (литологические) см. на рис. 2.

Состав глинистого цемента каолинит-гидрослюдистый с монтмориллонитом.

ГЦЛ К и Л отражают регрессивный этап эволюции озера – доля озерных осадков снижается до 20 % (рис. 2, 3). Сложены они преимущественно косослоистыми (слоистость типа дельтовой) песками крупной зернистости, светло-коричневыми и темно-серыми однородными глинами фаций застойного озера, многочисленными маломощными прослоями мелко- и среднезернистых песков, пластами и пропластками бурого угля и углистой глины фаций зарастающего озера, торфяных болот. Цемент песчаных разностей пород глинистый, каолинит-гидрослюдистый с монтмориллонитом. В массе глинисто-алевритовых пород отмечаются прослои туффитов, внешне не отличимых от вмещающих пород. По палинологическим данным М.В. Зива оценила возраст верхней угленосной подсвиты чернореченской свиты как олигоценый, возможно раннеолигоценый [4, 18].

Особые черты верхней подсвиты:

- прежде всего, угленосность, связанная с дельтовыми образованиями гиперциклитов И, К, Л. ГЦЛ И мелкоциклический, отражает неустойчивый литогенетический режим прибрежного мелководья озера. В условиях озерного режима в прибрежном мелководье формируются дельты, создающие предпосылки для заболачивания зон их развития и образования пластов и пропластков бурых углей (технологической группы 2Б), углстых глин мощностью от долей метра до 5 м каждый. Суммарная мощность пластов углей достигает 20 м. ГЦЛ К и Л имеют типичное регрессивное строение, отражающее развитие кратковременных инверсий в раннем олигоцене. Угольные пласты располагаются непосредственно над дельтовыми комплексами ГЦЛ К и Л, обладают мощностью от долей до 5 м. Суммарная их мощность по скважине 1/3-ОК – около 10 м;

- высокий уровень выветрелости терригенного материала. В цементирующей глинистой массе пород преобладает каолинит.

Мощность верхней подсвиты составляет 265 м.

Бирофельдская свита в разрезе скважины 1/3-ОК представлена одним редуцированным ЦЛ 45 (он же ГЦЛ М). Этот глинисто-алевритовый комплекс с разрывом ложится на дельтовые угленосные образования верхней подсвиты чернореченской свиты (рис. 2). Однородные неслоистые кремового цвета туфогенные глинисто-алевритовые озерные отложения содержат прослои пепловых туфов и туффитов, содержащих остатки диатомей; коэффициент терригенности (по алевритовым разностям) – 40 %. Глинистый материал пород свиты представлен гидрослюдой с примесью бейдел-

лита. Доля озерных осадков в свите ~99, галечников ~1 % (рис. 2, 3).

Отличительной особенностью бирофельдской свиты является однородный глинисто-алевритовый состав, кремовый цвет пород, туфогенность, высокие значения коэффициента мономинеральности, значительные содержания остатков ископаемой озерной фауны – унионид и вивипарид. По сборам последних Г.Г. Мартинсон и С.М. Попова оценили возраст вмещающих пород как позднеолигоценый [3, 4]. Мощность свиты по скважине 1/3-ОК составляет 117 м, по скважинам 14, 32, 35 – до 150 м [4].

Ушумунская свита по доле участия в её составе углей, углстых глин, пород фаций прибрежных застойных и зарастающих зон озера разделена на две подсвиты: нижнюю угленосную (ГЦЛ Н) и верхнюю безугольную (ГЦЛ О, П) [3, 4]. В разрезе нижней подсвиты преобладают (75–100 %) алевритовые и глинистые литотипы пород фаций открытого и проточного озера. Алевриты и глины однородные, волнистослоистые. В нижней части подсвиты (ЦЛ 46) преобладают алевриты и глины, бурые угли (2Б) и углстые глины фаций зарастающего застойного озера, торфяных болот [3, 4]. В верхней подсвите развиты преимущественно глинисто-алевритовые озерные комплексы, подчиненное значение имеют мелко- и среднезернистые пески фаций прибрежного мелководья озера, возможно, подводных дельтовых выносов. Глинистый материал пород (в т. ч. цемент песков) представлен в нижней подсвите гидрослюдой с примесью каолинита и монтмориллонита, в редких прослоях – нонтронитом (до 30 %), в верхней – гидрослюдой и каолинитом. Терригенный материал представлен, в основном, кварцем и кремнем (50–100 %), незначительно – полевыми шпатами (2–20 %), обломками пород (1–4 %). Возраст свиты, по содержащейся в ней и верхней части бирофельдской свиты пресноводной фауне вивипарид и унионид, Г.Г. Мартинсон и С.М. Попова оценили как позднеолигоценый-раннемиоценовый. Позднее [18] по комплексу признаков рекомендовано возраст ушумунской свиты принять позднеолигоценым-ранне-среднемиоценовым. Мощность свиты составляет 321 м.

Головинская свита в скв. 1/3-ОК представлена шестью, преимущественно редуцированными, элементарными циклитами (56-61), объединёнными в один сложно построенный ГЦЛ-Р, отражающий регрессивный озеро-аллювиальный этап эволюции бассейна осадконакопления. Доля озерных осадков в разрезе снижается до 20-25 % (рис. 3). В её строении принимают участие пески разной зер-

нистости, в средней части алевритистые, реже алевриты, единично глины. Галечники основания свиты с размывом ложатся на алевритистые пески верхней подсвиты ушумунской свиты. В головинской свите резко меняется состав обломочной фракции песков и алевритов. До 80 % он представлен обломками пород, увеличивается содержание полевых шпатов, почти исчезает нонтронит. Мощность свиты составляет 92 м.

ЦИКЛО-ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ КОМПЛЕКСЫ (ЦЛФК)

По цикло-литолого-фациальным признакам в изученном разрезе скважины 1/3-ОК выделяются четыре ЦЛФК, разделенные размывами (рис. 3).

ЦЛФК I – существенно аллювиальный, мелкоциклический. Его циклиты сокращенного типа, двух-, реже трехкомпонентные, представлены преимущественно высокоэнергетическими литотипами (песчано-галечниковыми, алеврито-песчано-галечниковыми), изредка карбонатными и сидеритизированными. Комплекс сформирован в условиях аллювиальной аккумуляции при относительно уравновешенном продольном профиле русла реки, слабом проявлении или отсутствии донной эрозии, развитии конусов выноса, дельт, временами зарастающих, заболачивающихся [23]. Вскрытая мощность комплекса – 95 м.

ЦЛФК II по типу циклитов, набору литотипов пород делится на два подкомплекса (рис. 3). Нижний (ГЦЛ Б, В) представлен сочетанием аллювиальных и озерных литотипов (с преобладанием первых) и преимущественно сокращенными циклитами. Верхний (ГЦЛ Г, Д, Е) характеризуется подобным же сочетанием литотипов, но с циклитами преимущественно редуцированными. Мощность комплекса – 435 м.

ЦЛФК III отличается резким возрастанием в разрезе доли озерных литотипов, присутствием углей, сменой минерального состава терригенного материала, увеличением доли карбонатной цементации и монтмориллонита в каолиново-гидрослюдистой глинистой массе литотипов и глинистого цемента. Комплекс делится на два подкомплекса (III¹, III²), отражающие позднеэоценовую–раннеолигоценовую трансгрессивную и среднеолигоценовую регрессивную стадии депрессионного этапа эволюции осадочного чехла Бирофельдского грабена. Мощность комплекса – 375 м.

ЦЛФК IV сложен литотипами бирофельдской, ушумунской и головинской свит, характеризующими позднеолигоценовую–ранне-среднемиоценовую трансгрессивную и позднемиоценовую регрессивную стадии. Он делится на три подкомплекса, отли-

чающихся долей участия в их строении озерных литотипов, угленосностью, минеральным составом глинистых пород и цемента терригенных пород. Нижний из них (IV¹) почти полностью представлен глинисто-алеваитовыми породами фаций относительно глубокого озера, редуцированным типом циклита, гидрослюдистым с бейделлитом составом глинистых минералов. Средний подкомплекс (IV²) – угленосен. Доля озерных литотипов в нём несколько снижается. Редуцированная цикличность в нижней части комплекса сменяется сокращенной в его средней и верхней частях (рис. 3). Глинистый материал в глинистых породах и цементе терригенных пород внизу гидрослюдистый с каолинитом и монтмориллонитом, вверху гидрослюдисто-каолинистый. Верхний подкомплекс (IV³) характеризует регрессивный этап эволюции седиментогенеза. Он представлен глинисто-алеваито-песчаным комплексом пород преимущественно русловых фаций, реже озерных. Минеральный состав глин гидрослюдисто-каолинистый. Тип циклитов внизу редуцированный, вверху сокращенный. Мощность ЦЛФК IV – 530 м.

Характер циклитов, их тип, представленность литотипами пород свидетельствуют о смене в процессе кайнозойского седиментогенеза перекомпенсированной в P_2^1 , компенсированной в $P_2^1-P_2^2$ и, наконец, некомпенсированной в $P_2^3-N_1^3$ динамикой осадконакопления. В целом разрез скв. 1/3-ОК позволяет отнести Бирофельдский грабен к структурам с динамикой некомпенсированного осадконакопления.

БИТУМИНОЗНОСТЬ ПОРОД, КОЛЛЕКТОРА И ПОКРЫШКИ

По литотипам пород разреза скважины выполнено 329 анализов содержания диффузно-рассеянного битумоида: в хлороформном (173) и спиртобензольном (156) экстрактах [14]. Характер вариаций содержания его в хлороформной (ХБ) и спиртобензольной (СББ) вытяжках, а также частота встречаемости этих содержаний в разрезе различных стратиграфических подразделений приведена на рисунках 4 и 5.

Заметна направленность уменьшения содержания битумоидов в ХБ и СББ вытяжках (особенно ХБ) снизу вверх по разрезу, обусловленная, по-видимому, снижением (также снизу вверх по разрезу) катагенетического преобразования ОВ пород и углей чехла и, естественно, интенсивностью генерации битумоидов. На фоне высоких содержаний битумоидов в палеогеновых комплексах (до 0.02–0.16 %) отмечаются контрастные (в значительных вариациях) изменения их содержаний. Последнее свидетельствует об инди-

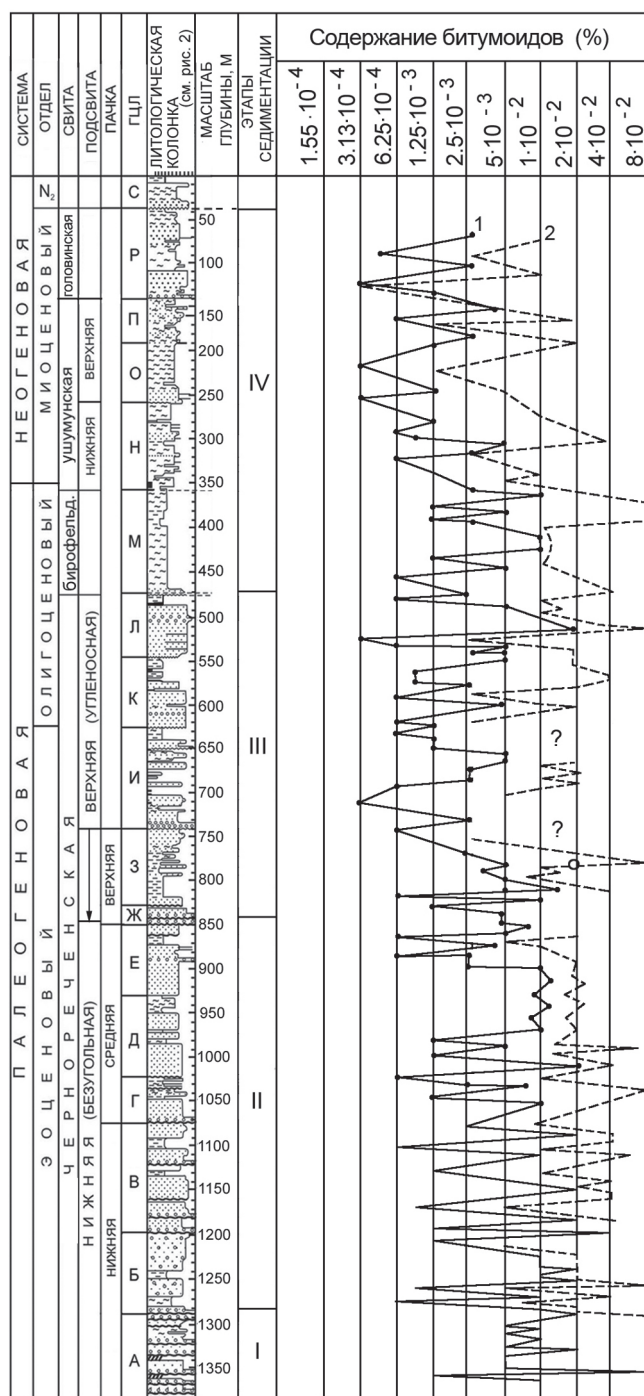


Рис. 4. Кривые содержания битумоидов в литотипах разреза скважины 1/3 ОК, экстрагированных хлороформом (1) и спиртобензолом (2). По материалам [3, 14]).

видуальности содержаний битумоидов в ХБ и СББ вытяжках в каждом литотипе. Это, в свою очередь, показывает, что органическое вещество содержит в себе сингенетичный битумоид, не затронутый глубокими процессами нефтеобразования, а содержащая

их толща осадков не относится, естественно, к разряду нефтематеринских [20, с. 62]. Сингенетичность кайнозойского битумоида, его незрелость отмечается в [19]. Битумоид преимущественно маслянистый, местами легкий. В ГЦЛ А наряду с маслянистым битумоидом отмечается осмоленный. Рассеянное органическое вещество (РОВ) и органическое вещество углей, по данным В.В. Крапивенцевой, имеет гумусовый и смешанный сапропелево-гумусовый и гумусово-сапропелевый состав [4, 21]. Основная масса органического вещества (ОВ) сконцентрирована в углях и углистых породах гиперциклита А нижней безугольной и верхней угленосной подсвиты чернореченской свиты, а также нижней угленосной подсвиты ушумунской свиты. С ними связан основной (доказанный расчётами [8]) газовый потенциал кайнозойского осадочного комплекса пород.

Практически по всему разрезу скважины 1/3-ОК песчаные разновидности пород и алевриты обладают хорошими коллекторскими свойствами.

Общая пористость песчаников нижней подсвиты чернореченской свиты – 13–25 %, местами до 40 %, верхней подсвиты – 20–35 %, преимущественно 30 %, единично 40 %. В бирюфельдской свите общая пористость пород по свите равна 30 %, в средней части её разреза достигает 40 %, единично до 50 %; в ушумунской свите – 15–30 %. Высокая пористость (до 40–50 %) глинисто-алевритовых литотипов пород средней части бирюфельдской свиты обусловлена, вероятно, содержанием в них диатомей и других микрофоссилий.

Определенную корректуру в указанную выше пористость песчаных и алевритовых разностей пород может внести глинистый цемент, представленный минералами группы монтмориллонита, своей способностью набухать в водной среде [20, с. 355]. Плотность палеогеновых пород составляет 2.1–2.3 г/см³ (минимальная – 1.90 г/см³, максимальная – 2.57 г/см³), неогеновых – 1.76–1.86 г/см³ [3, 4].

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Попытки оценить нефтегазовый потенциал рассматриваемых структур делались неоднократно [1, 8, 14, 15, 22]. Например, в одной из последних работ [22] перспективы нефтегазоносности связываются с глинистыми пачками чернореченской свиты, вскрытыми скважиной 1/3-ОК в интервале 740–850 м (ЦЛ 27-31) и в призабойной части скважины (ГЦЛ А). Подсчет потенциальных ресурсов в ней произведен по болотным глинам, в которых РОВ представлено гумусовым детритом (до 50 % породы). В РОВ смешанного сапропелево-гумусового и гумусово-сапропелевого состава, ХБ содержится в

СВИТА		ПОДСВИТА ПАЧКА	Битумоид ХБ СББ	Кол-во опреде- лений	КОЛИЧЕСТВО ОПРЕДЕЛЕНИЙ УКАЗАННЫХ СОДЕРЖАНИЙ БИТУМОИДОВ										
					СО Д Е Р Ж А Н И Е Б И Т У М О И Д О В (%)										
					0.00015	0.00031	0.00062	0.00125	0.0025	0.005	0.01	0.02	0.04	0.08	0.16
Головинская			ХБ	7		1	3	1	2						
			СББ	7				1	1	3	1	1			
Ушумун- ская	ВЕРХНЯЯ БЕЗУГОЛЬНАЯ		ХБ	9		1	1	5	1	1					
			СББ	7				3	2				2		
	НИЖНЯЯ УГЛЕНОСНАЯ		ХБ	8			2	3	2	1					
			СББ	8					1	1	4	1	1		
Бирофельдская			ХБ	13			1	3	2	4	3				
			СББ	7								2	2	1	2
Чернореченская	ВЕРХНЯЯ УГЛЕНОСНАЯ		ХБ	41		2	10	15	9	5		1			
			СББ	27					1	6	5	10	2	3	
	НИЖНЯЯ БЕЗУГОЛЬНАЯ	ВЕРХНЯЯ		ХБ	29			3	8	6	5	7			
				СББ	21						3	8	7	2	1
	СРЕДНЯЯ		ХБ	35			3	4	3	7	18				
			СББ	40				1	2	4	13	13	5	2	
	НИЖНЯЯ		ХБ	31						9	7	15			
			СББ	39						8	3	13	11	4	

Рис. 5. Частотный анализ содержания в разрезе скважины 1/3-ОК битумоидов хлороформенного (ХБ) и спиртобензолного (СББ) экстрагирования. (По материалам [3, 14]).

количестве до 0.001 %. Сравнительным анализом с рифтогенными газоносными структурами грабена Танюань авторами вышеуказанной разработки [15, 22] подсчитаны запасы 4.5–7.7 млн т у. т., плотность – 5–8.6 тыс т/км².

Ранее (1990 г.) Ю.С. Воронковым и Г.Г. Войковым потенциальные ресурсы углеводородов (по категории Д₂) оценены по Самаро-Дитурскому и Бирофельдскому грабенам, соответственно, в 45 и 35 млн т у. т.

В [8] подсчитан газовый потенциал рассматриваемой группы грабенов в количестве 60 млн т у. т. (105 млрд м³). Из них 23.65 млн т у. т. (35.5 млрд м³) обоснованы расчетами генерации газа угольными пластами, залегающими до глубины 600 м; остальное – по прогнозируемой угленосности более глубоко залегающих угленосных комплексов палеогена в рассматриваемых грабенах.

В предлагаемой статье в основу оценки перспектив кайнозойского чехла рассматриваемых структур приняты данные, рассчитанные нами ранее [8]. Она связываются с его преимущественной газоносностью, обусловленной генерацией метана из ОВ угольных пластов и углистых литотипов в процессе их протокатагенеза (ПК₂–ПК₃?). Выделяются два горизонта (рис. 3) газоматеринских (газогенерирующих) пород (ГМП): слабоугленосный ГЦЛ А, и угленосные ГЦЛ И, К, ГЦЛ Л, содержащий диатомиты и другие микрофоссилии, ГЦЛ М палеогена, ГЦЛ Н неогена, а с учетом слоев пористых пород и флюидоупоров (ГЦЛ Б, В, М, Н, О) –

два возможно газоносных комплекса (ВГК) мощностью, соответственно, 300 и 550 м (рис. 3).

Нельзя сбрасывать со счёта тот факт, что в составе чехла структур рассматриваемой территории преобладающее значение имеют разнофациальные образования озерного комплекса. Среди них значительны осадочные образования, сформированные в восстановительных условиях и содержащие сопутствующие этой среде минералы (сидерит, пирит, марказит, аутигенный каолинит) и породы фаций открытого, временами засоленного озера, содержащие карбонатные, глинисто-карбонатные образования. В них (кроме РОВ) возможен фито- и зоопланктон, диатомеи, способные генерировать битумоиды. Вероятнее всего, что развитие фито- и зоопланктона, диатомей обусловило наивысшую (известную в разрезе чехла) пористость в средней части (пике развития алеврито-глинистого озерного комплекса) бирофельдской свиты [3, 4]. В этой связи, не исключен значительный прирост углеводородного потенциала, рассчитанного в работе [8], за счёт озерных комплексов.

Не исключено также, что некоторая часть нефтяных битумоидов более глубоко залегающих горизонтов чехла может принять участие в формировании газоконденсатных залежей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенный по материалам работ [3, 4, 14] анализ седиментогенных показателей кайнозойского чехла, вскрытого скважиной 1/3-ОК, позволяет оценить Бирофельдский грабен и, в частности, Ушумун-

ский прогиб в качестве структуры некомпенсированного типа, сходной с прогибом Дун Син грабена Тяньюань [16]. Отличаются они масштабностью трансгрессивных процессов. В прогибе Дун Син на трансгрессивных этапах эволюции формируются глубоководные озера с образованием темноцветных глинисто-алевритовых литотипов [16]. В Ушумунском прогибе (по данным скважины 1/3-ОК) даже на этапе максимума трансгрессий формируются сероцветные фации мелко-среднеглубоководного озера.

В разрезе скважины 1/3-ОК выделяются три этапа седиментации: раннеэоценовый (ГЦЛ А), мелкоциклический перекомпенсированного, перстративного (перестилающего) [23] существенно аллювиального типа осадконакопления, ранне-среднеэоценовый (ГЦЛ Б-Е) компенсированного, констративного (настилающего) аллювиального [23] и озерно-аллювиального типа осадконакопления, позднеэоценовый-олигоцен-миоценовый (ГЦЛ З-Р) некомпенсированного аллювиально-озерного и существенно озерного осадконакопления. Первый и второй этапы седиментации отражают, соответственно, рифтогенный и переходный к депрессионному, третий – депрессионный этапы эволюции чехла. В пределах последнего выделяются два трансгрессивных и два регрессивных подэтапа (рис. 3).

В истории формирования рассматриваемого разреза кайнозойского чехла обращает на себя внимание ГЦЛ Ж, являющийся рубежом перехода от разломного и переходного этапов к депрессионному. Нечто подобное отмечается и в прогибе Дун Син на рубеже E_2^{1-2} и E_2^3 [16]. В Бирофельдском грабене ГЦЛ Ж фиксирует интенсивную тектоно-геодинамическую перестройку в регионе, вызвавшую, в конечном итоге, существенные изменения в ландшафте, расширение площади озерных водоёмов, перекрывших области распространения меловых вулканитов на смежных с грабеном площадях. Свидетельством последнего является резкая смена минерального состава терригенного материала пород (полностью отсутствуют порообразующие минералы вулканитов) в следующих выше по разрезу циклитах (рис. 3).

В нефтеносном отношении кайнозойский комплекс не представляет интереса, но газоносность его несомненна. Количественные оценки потенциала газоносности весьма разноречивы: от 4,5–7,7 млн т у. т. (13,5 млрд м³) [1, 22] и 60 млн т у. т. (105 млрд м³) [8] до 80 млн т у. т. только по Самаро-Дитурскому и Бирофельдскому грабенам, по Ю.С. Воронкову и Г.Г. Войкову (1990 г.). Это свидетельствует о весьма слабой изученности региона и бедности информации о параметрах нефтегазоносности.

Совершенно нет информации о составе и строении мезозойского комплекса, его возможного участия в формировании газового, а возможно и нефтяного потенциала. Необходимо бурение параметрической скважины с предварительными геофизическими работами. При этом следует учитывать особенности строения рассматриваемых рифтогенных структур (их полуграбеновый тип), телескопическое выклинивание слоев в направлении пологих северо-западных бортов, проявление позднекайнозойского сжатия, создавшего пологие своды. Здесь можно ожидать следующие типы газовых скоплений: тектонически экранированные у приразломных бортов грабенов, литологического выклинивания, стратиграфического экранирования на пологих бортах грабенов, а также структурные – в периклиналях антиклинальных структур [8].

Работа выполнена в рамках проекта “Мезозойские и кайнозойские нефтегазовые системы Саньцзян-Среднеамурского бассейна” Программы ОНЗ РАН “Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа, разработки месторождений и развития нефтегазового комплекса России” (грант 06-1-ОНЗ-108).

БЛАГОДАРНОСТИ

Автор благодарит Б.И. Павлюткина, В.В. Крапивенцеву за критические замечания, которые были, в основном, учтены при окончательной редакции статьи, признателен сотрудникам ИТиГ Т.Л. Карповой, Л.В. Яхно, обеспечившим качественную компьютерную обработку и оформление материалов статьи.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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.
2. Варнавский В.Г. Карта перспектив нефтегазоносности Хабаровского края и Амурской области // Проблемы Сибирской нефти. Новосибирск: Изд-во СО АН СССР, 1963. С. 164–167.
3. Варнавский В.Г. Палеогеновые и неогеновые отложения Среднеамурской впадины: Дис... канд. геол.минер. наук. Хабаровск-Владивосток: ХабКНИИ-ДВГИ, 1967. 250 с.
4. Варнавский В.Г. Палеогеновые и неогеновые отложения Среднеамурской впадины. М.: Наука, 1971. 160 с.
5. Варнавский В.Г. Корреляция геологических событий. М.: Наука, 1985. 141 с.
6. Варнавский В.Г., Мальшев Ю.Ф. Восточно-Азиатский грабеновый пояс // Тихоокеан. геология. 1986. № 3. С. 3–13.
7. Варнавский В.Г. Роль Среднеамурского осадочного бассейна в формировании нефтегазового потенциала При-

- амурья // Перспективы нефтегазоносности Среднеамурской впадины. Биробиджан, 1996. С. 80–82.
8. Варнавский В.Г., Крапивенцева В. В., Кириллова Г.Л., Кузнецов В.Е. Перспективы нефтегазоносности рифтогенных структур Лобэй-Бирофельдского звена системы разломов Тан-Лу (Приамурье) // Тихоокеан. геология. Т. 16, № 2. 1997. С. 93-102.
 9. Геологическая карта Хабаровского края и Амурской области. 1:2 500 000 / Гл. ред. Л.И. Красный. Ленинград: ВСЕГЕИ, МинГеО СССР. 1991.
 10. Геология СССР. Т. XIX Хабаровский край и Амурская область. Полезные ископаемые. М.: Недра, 1976. С. 45–60.
 11. Калашникова А.С., Лазарев А.П., Трондин В.И. Сейсморазведочные работы МОГТ на территории Еврейской Автономной области // Геофизика. 1999. Спец. вып. к 50-летию "Иркутскгеология". С 29–32.
 12. Карагодин Ю.Н. Седиментационная цикличность. М.: Наука, 1980. 240 с.
 13. Кузнецов В.Е., Уралов В.И. Морфоструктурная схема мезо-кайнозойских впадин Приамурья. 1:500 000. Хабаровск, 1996.
 14. Марков В.А. Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности впадин Советского Приамурья. Дис... канд. геол.-минер. наук. Москва: МГУ, 1966. 157 с.
 15. Маргулис Л.С. и др. Уточнение ресурсной оценки и выбор объектов для постановки нефтегазопроисловых работ в Среднеамурской впадине, Еврейской АО. СПб, Фонды ВНИГРИ, 1998.
 16. Меркулова Т.В., Кириллова Г.Л. Строение и перспективы нефтегазоносности северных звеньев Итун-Иланьской ветви разломов Тан-Лу // Тихоокеан. геология. 2004. Т. 23, № 6. С. 55–75.
 17. Развозжаева Е.П., Меркулова Т.В. Строение Бирофельдского и Дитурского рифтогенных грабенов (Среднеамурской осадочный бассейн) по электро- и сейсморазведочным данным // Тектоника, глубинное строение и минерагения Востока Азии: V Косыгинские чтения, 24-27 января 2006 г., г. Хабаровск. Хабаровск: ИТиГ ДВО РАН, 2006. С. 251–255.
 18. Решение четвертого Межведомственного регионального стратиграфического совещания по докембрию и фанерозою юга Дальнего Востока и Восточного Забайкалья. Хабаровск, 1994. 123 с.
 19. Рязанова Т.А. Закономерности нефтегазообразования в мезозойско-кайнозойских впадинах юга Дальнего Востока (на примере Среднеамурской и Верхнебуреинской): Дис.... канд. геол.-минер. наук. Новосибирск, 1996. 142 с.
 20. Словарь по геологии нефти и газа. Ленинград: ЛО "Недра", 1988. 679 с.
 21. Успенский В.И. Поисквые и разведочные работы на Ушумунском буроугольном месторождении в ЕАО // Отчет. Хабаровск: Фонды ДВТГУ, 1961г.
 22. Уточнение нефтегазового потенциала и определение локальных объектов поисков месторождений нефти и газа в Среднеамурском осадочном бассейне (Хабаровский край) // Отчет по договору № 784 (Авторы: Маргулис Л.С.; отв. исполн.: Андиева Т.А., Воронков Ю.С. и др.). Санкт-Петербург: ВНИГРИ, 2000. 96 с.
 23. Фролов В.Т. Литология. Кн. 3. М.: Изд-во МГУ, 1995. 350 с.

Рекомендована к печати Г.Л. Кирилловой

V.G. Varnavsky

Sedimentogenic aspect of the evolution of Cenozoic structures of southwestern part of the Middle Amur sedimentary basin (Far East) and their petroliferous prospects

A group of rift structures restricted to the Lobei-Birofeld link of the Ilan-Itun branch of the Tan-Lu fault system is considered within which commercial gas presence has been established in the similar structures of the adjacent territories.

Lithological-facial and mineral compositions, rock bituminosity, cyclicity of the section, structure of the element cycles, as well as different-ranged cyclic groups and character of their relationships are analyzed using the section of the key-stratigraphic well 1/3-OK, and prospecting and exploration boreholes drilled in the northeastern part of the Birofeld graben. Four lithological-facial complexes (sequences) have been defined, which are separated by erosion and distinguished by different dynamics and regimes of sedimentogenesis. Possibly gas-bearing complexes containing gas parent rocks, reservoirs and caps are forecasted. The presence of syngenetic bitumoids was observed. The assessment of predominant gas presence of the structures of the region and their potential resources have been substantiated, being earlier calculated from the gas potential of coals and coaly rocks.

Key words: riftingogenesis, sedimentogenesis, cyclicity, gas presence, Middle Amur sedimentary basin, Far East.